

国际电气工程先进技术译丛

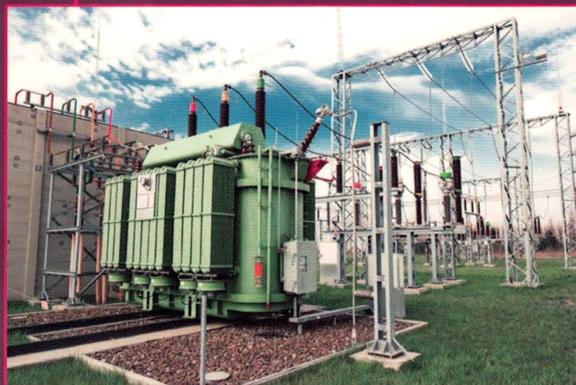
CRC Press
Taylor & Francis Group

# 电力变电站工程

## （原书第3版）

**Electric Power Substations Engineering**
**（Third Edition）**


［美］ 约翰 D.麦克唐纳（John D.McDonald） 主编
李宏仲 王华昕 译


机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

VISIT…

LANZAROTE
Caliente.COM

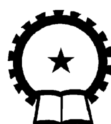


国际电气工程先进技术译丛

# 电力变电站工程（原书第3版）

［美］ 约翰 D. 麦克唐纳（John D. McDonald） 主编

李宏仲　王华昕　译



机 械 工 业 出 版 社

本书共22 章，主要内容如下：变电站是如何设计的；气体绝缘变电站；气体绝缘变电站：母线/开关配置；高压开关设备；高压电力电子变电站；变电站自动化接口；变电站一体化和自动化；围油栏；社区变电站；动物威慑/防护；变电站接地；变电站防雷；地震防护；变电站消防；变电站通信；变电站物理防护；变电站控制及监测系统的网络安全；气体绝缘输电线路；变电站资产管理；变电站调试和项目验收；储能；变电站在智能电网中的作用。

本书内容详实，细节明确，包含了大量的实际工程图片和图表，便于读者理解相关内容。书中每一章都由相关领域专家以教程式的方式进行撰写，方便读者快速查询所需要的内容。

本书可为从事变电站电气设计、运行、管理的工程人员提供参考，也可以作为高校电气工程专业或其他相关专业本科生及研究生的参考读物。

# 译　者　序

变电站在电力系统中历来扮演着承上启下的角色，变电站的正常可靠运行是保证电力系统安全稳定的前提。现代电力技术的不断发展进步，已对传统电力系统产生了巨大的影响。同时社会经济的快速发展，也对电力系统提出了更高的供电可靠性要求。变电站工程的相关理念，应随着技术的发展而不断加以更新，以满足现代电力系统和社会发展的需要。

为了便于国内电力行业从业者更清晰地了解国外电力研究人员在电力变电站工程方面的最新进展和研究成果，机械工业出版社将《Electric Power Substations Engineering》（Third Edition）引入国内。本书详细介绍了关于变电站的多方面内容，包括气体绝缘变电站、高压开关设备、变电站的智能化和自动化、变电站接地与防雷、变电站防火、变电站抗震、变电站的网络安全、气体绝缘输电线和储能等，由在欧美电力工程领域中享有盛誉的John D. McDonald等人精心完成。书中还介绍了大量国外有关电力变电站方面的最新研究成果和发展趋势，这些内容可为国内研究人员在相关的专题研究中提供极具价值的参考。

本书详细介绍了电力变电站工程的理论知识和相关的行业设计惯例，并采用众多图片、图表，可以帮助读者更好地理解书中的相关内容。与国内外同类著作相比，本书在写作方式上力求采用较为简明的文字详细地介绍有关变电站工程的理论，并采用极具指导性的编写风格，配合大量的图片和图表，深入浅出地阐述电力变电站工程的核心理论。

目前我国正大力建设特高压交直流电网，电网互联的规模越来越大，逐步形成全国统一电网。本书中对电力变电站的高压电气设备、电力电子装置、接地与防雷等方面内容的介绍可以为我国从事该方向工作的工程技术人员和商务投资人士提供有益的参考。

另外，随着风光等间歇式电源在电力系统中的应用规模日益扩大，储能装置的理论研究也逐渐成为电力行业研究领域的关注热点，建设智能电网的步伐明显加快。本书在储能和智能电网方面增加了两章新的内容，可更好地为变电站的设计人员提供参考和指导，从而对变电站工程的介绍更加系统和完善。

本书翻译时尽量忠实于原著，书中观点不代表译者本人及所在单位的观点。

本书由王华昕翻译第1～6章，由李宏仲翻译第7～22章并统稿。限于译者的能力，书中难免存在错漏之处，欢迎广大读者批评指正。

译者

# 原书前言

不管是发电厂还是输配电网络，电力变电站依然是电力工程中最具挑战和令人激动的领域之一。现代技术的发展已经对变电站设计及运行的各方面产生了巨大的影响。编写本书的目的是拓展对变电站认知的视野，并对相关研究提供参考和指导。各章内容可为电力工程或其他行业（如机械工程和土木工程）想在一个特殊的领域获得总体或具体的信息的人提供参考。

本书分为22章，详细介绍了有关变电站各方面的信息，涵盖了从变电站的概念到变电站的设计、自动化、运行、物理和网络安全、调试、储能，以及变电站在智能电网中扮演的角色等内容。各章内容可为今后的阅读和研究提供指导和参考，很多章节的作者都是美国电气与电子工程师协会（IEEE）电力与能源学会变电站委员会的会员，他们使变电站各方面的标准得以发展。从这个角度来说，本书涵盖了大多数有关变电站行业惯例和行业标准的最新技术成果。本书是美国Taylor&Francis工作组/CRC出版社出版的《电力工程系列手册》的一部分。自1993年开始，编写该系列手册的理念就是，当读者参考一本关于某一特殊主题的书时，他们至少应该能找到80%所需要的有关该主题的内容。这也成为编写本书应真正达到的目标。

当回顾本书各章节时，我对内容阐述的详细程度感到高兴，更重要的是本书的编写风格和为帮助读者理解书中内容而使用的照片和图表。我向编写本书22章的28位作者所付出的极大努力表示感谢。其中有15章是在第2版的基础上更新的，并且第3版还增加了两章新的内容。

我也向Taylor&Francis工作组中参加本书编写的人员表示感谢，特别感谢Nora Konopka和Jessica Vakili，和他们一起工作很开心，并使大家感到从事该工作具有极大乐趣。

# 主 编 介 绍



John D. McDonald 是美国通用电气（GE）公司数字能源技术决策和政策制定的负责人。在电力领域有着 38 年经验的他，开发了电力应用软件，可用于监控和数据采集（SCADA）系统/能量管理系统（EMS）和 SCADA 系统/配电管理系统（DMS）等。他也开发了配电自动化和负荷管理系统，负责了 SCADA/EMS 和 SCADA/DMS 工程，并向智能电子设备（IED）供应商在它们的 IED 自动化方面提供帮助。

他在美国普渡大学获得电力工程 BSEE 和 MSEE，并在加利福尼亚大学获得经济学 MBA。他是 Eta kappa Nu（电力工程荣誉）和 Tau Beta Pi（工程荣誉）的成员，IEEE 院士，并在 2000 年获得 IEEE 千禧年奖章，在 2002 年获得 IEEE 电力与能源学会（PES）颁发的配电工程杰出贡献奖，以及在 2003 年获得 IEEE PES 变电站委员会颁发的杰出贡献奖等。

在 IEEE PES 变电站委员会担任小组委员会领导职务的 25 年间，他带领着 7 个工作组，在配电 SCADA、远程终端单元（RTU）、RTU/IED 通信协议等领域出版了相应的标准/导则。他在 2010 ~ 2011 年间担任 IEEE – SA（标准协会）董事，长期致力于制定 IEEE 智能电网的标准。在 2010 ~ 2012 年间，他当选为 NIST 智能电网互操作小组（SGIP）董事会主席。

他是 IEEE PES 的前任主席、智能电网用户协作委员会（SGCC）主席、IEEE 形象大使工程的主要成员、IEEE 荣誉委员会成员、IEEE PES 第 3 处学术委员会成员、CIGRE 中的 US 国家委员会（USNC）技术活动的 VP，以及 IEEE PES 变电站委员会的前任主席。他在 2008 ~ 2009 年间为 IEEE 第 VII 区的负责人。他是配电技术年度会议顾问委员会的成员。他也获得了普渡大学 2009 年颁发的电力及计算工程杰出贡献奖。

他作为 IEEE PES 的杰出授课者为 GE 和 IEEE PES，在佐治亚州的技术机构讲授有关智能电网的课程。他在 SCADA、SCADA/EMS、SCADA/DMS 及通信协议方面发表学术论文 40 余篇，并且是加利福尼亚州、宾夕法尼亚州和佐治亚州的注册电气工程师。

他是《配电自动化》（Automating a Distribution Cooperative，from A to Z）从 A 到 Z 的作者之一，该书在 1999 年由美国国家乡村电力协会联合研究组出版。他是《电力工程手册》（由 IEEE PES 资助，2000 由 CRC 出版社发行）变电站部分的编者。他是由美国 Taylor&Francis 工作组/CRC 出版社在 2007 年出版发行的《电力变电站工程》（第 2 版）的主编，也是“变电站智能化和自动化”一章的作者。

# 撰　稿　人

**Michael J. Bio**
Alstom Grid
Birmingham, Alabama

**Phil Bolin**
Mitsubishi Electric Power Products, Inc.
Warrendale, Pensylvania

**Stuart Borlase**
Siemens Energy, Inc.
Raleigh, North Carolina

**Richard E. Brown**
Quanta Technology
Raleigh, North Carolina

**Jim Burke (retired)**
Baltimore Gas & Electric Company
Baltimore, Maryland

**David Childress**
David Childress Enterprises
Griffin, Georgia

**Rick Clarke**
Baltimore Gas & Electric Company
Baltimore, Maryland

**Don Delcourt**
BC Hydro
Burnaby, British Columbia, Canada

and

Glotek Consultants Ltd.
Surrey, British Columbia, Canada

**W. Bruce Dietzman**
Oncor Electric Delivery Company
Fort Worth, Texas

**James W. Evans**
The St. Claire Group, LLC
Grosse Pointe Farms, Michigan

**Eric Fujisaki**
Pacific Gas and Electric Company
Oakland, California

**David L. Harris**
SPX Transformer Solutions
(Waukesha Electric Systems)
Waukesha, Wisconsin

**Marco C. Janssen**
UTInnovation
Duiven, the Netherlands

**Richard P. Keil**
Commonwealth Associates, Inc.
Dayton, Ohio

**Hermann Koch**
Siemens AG
Erlangen, Germany

**Eric MacDonald**
GE Energy–Digital Energy
Markham, Ontario, Canada

**Ralph Masiello**
KEMA, Inc.
Chalfont, Pennsylvania

**Thomas Meisner**
Hydro One Networks, Inc.
Toronto, Ontario, Canada

**Asok Mukherjee**
Siemens AG
Erlangen, Germany

**Daniel E. Nordell**
Xcel Energy
Minneapolis, Minnesota

**Robert S. Nowell (retired)**
Commonwealth Associates, Inc.
Jackson, Michigan

**John Oglevie**
POWER Engineers, Inc.
Boise, Idaho

**Michael Pesin**
Seattle City Light
Seattle, Washington

**Dietmar Retzmann**
Siemens AG
Erlangen, Germany

**Cale Smith**
Oncor Electric Delivery Company
Fort Worth, Texas

**Anne-Marie Sahazizian**
Hydro One Networks, Inc.
Toronto, Ontario, Canada

**James H. Sosinski (retired)**
Consumers Energy
Jackson, Michigan

**Mike Stine**
TE Energy
Fuquay Varina, North Carolina

**Daniel Thanos**
GE Energy–Digital Energy
Markham, Ontario, Canada

**H. Lee Willis**
Quanta Technology
Raleigh, North Carolina

**Bartosz Wojszczyk**
GE Energy–Digital Energy
Atlanta, Georgia

# 目　　录

译者序
原书前言
主编介绍
撰稿人

第 1 章　变电站是如何设计的

Jim Burke（已退休）和 Anne – Marie Sahazizian …… 1

第 2 章　气体绝缘变电站

Phil Bolin …… 10

第 3 章　气体绝缘变电站：母线/开关配置

Michael J. Bio …… 30

第 4 章　高压开关设备

David L. Harris 和 David Childress …… 37

第 5 章　高压电力电子变电站

Dietmar Retzmann 和 Asok Mukherjee …… 60

第 6 章　变电站自动化接口

James W. Evans …… 104

第 7 章　变电站一体化和自动化

Eric MacDonald …… 136

第 8 章　围油栏

Thomas Meisner …… 159

第 9 章　社区变电站

James H. Sosinski（已退休）…… 175

第 10 章　动物威慑/防护

Mike Stine …… 189

**第 11 章　变电站接地**

Richard P. keil …… 194

**第 12 章　变电站防雷**

Robert S. Nowell（已退休）…… 217

**第 13 章　地震防护**

Eric Fujisaki …… 239

**第 14 章　变电站消防**

Don Delcourt …… 255

**第 15 章　变电站通信**

Daniel E. Nordell …… 281

**第 16 章　变电站物理防护**

John Oglevie，W. Bruce Dietzman 和 Cale Smith …… 315

**第 17 章　变电站控制及监测系统的网络安全**

Daniel Thanos …… 335

**第 18 章　气体绝缘输电线路**

Hermann Koch …… 360

**第 19 章　变电站资产管理**

H. Lee Willis 和 Richard E. Brown …… 403

**第 20 章　变电站调试和项目验收**

Jim Burke（已退休）和 Rick Clarke …… 442

**第 21 章　储能**

Ralph Masiello …… 453

**第 22 章　变电站在智能电网中的作用**

Stuart Borlase，Marco C. Janssen，Michael Pesin 和 Bartosz Wojszczyk …… 477

# 第 1 章　变电站是如何设计的

1.1　背景 ………………………………… 1
1.2　决策 ………………………………… 2
1.3　预算 ………………………………… 3
1.4　筹资 ………………………………… 3
1.5　传统与创新的变电站设计 ………… 4
1.6　选址 ………………………………… 4
1.7　设计、施工和调试过程 …………… 5
变电站设计 · 变电站建设 · 变电站调试
参考文献………………………………… 9

Jim Burke（已退休）
Baltimore Gas&Electric Company
Anne－Marie Sahazizian
Hydro One Networks，Inc.

## 1.1　背景

变电站的新建和扩建是电力公司的常规项目。然而，由于这些项目十分复杂，导致很少有工作人员能够完全了解此类项目的建设流程。本章将指出资本密集型项目的主要问题，对建设过程中必须面临的问题提出基本见解。

变电站主要有 4 种类型。第一种是发电厂的开关站。这些设施既连接了发电机和电网，又可以向发电厂提供外部电能。发电厂开关站往往是由电厂设计者根据规划、资金和异于常规变电站建设力度而专门建设的大型装置。由于其特殊性这里略去对发电厂开关站建设的说明，但是这些设施的扩建和改进一般都遵循电力系统中变电站的扩建和改进流程。

第二种类型的变电站，通常被称作用户变电站，其功能是作为某一特定商业用户电能供应的主要来源。此类变电站的技术水平和业务需求不仅要严格遵循用户的要求，而且远远超过电力公司的标准，所以此类变电站也不是本书介绍的主要内容。

第三种类型的变电站一般指的是系统变电站，主要功能是大容量电能跨网传输。其中，一些系统变电站仅具备交换设备（无源变压器），另一些系统变电站则具备电压转换功能。这些大型变电站通常是发电厂变电站所引出的传输线路的终端，并且提供电能给那些向变电站供能的电网。它们是维持电力系统长期稳定性和完整性必不可少的一部分，并且能够将大量的电能从发电厂传输到负荷中心。由于电力系统变电站是战略设施，并且建设和维护的费用非常昂贵，所以这些变电站将会是本章重点介绍的内容之一。

第四种类型的变电站是配电站。配电站是电力系统中最常见的设施，它们提供电能给配电网，然后直接输送给大部分电力用户。配电站通常靠近负荷中心，这就意味着它们毗邻供电区域，并且电力用户经常见到它们。由于存在大量的配电站，因此这些设施也是本章的重点介绍内容之一。

根据所用设备的类型，变电站可分为如下几种：

1）户外型空气绝缘变电站；

2）室内型空气绝缘变电站；

3）户外型气体绝缘变电站；

4）户内型气体绝缘变电站；

5）混合式变电站；

6）移动变电站。

## 1.2　决策

在变电站改建的商业案例中，行之有效的规划流程是必不可少的一部分。各类工作人员通常需要考虑许多方面的问题，如负荷增长、系统稳定性、系统可靠性和系统容量等问题。这类工作人员主要包括设计人员、操作与维护人员、资产管理人员和设计工程师，并且他们的评估将最终决定变电站改建的要求。当存在需要建设工厂等情况时，用户需求和用户关系及投诉问题要放到一起进行考虑。在某些情况下，政治因素也会影响这个过程，此时需要将可靠性着重考虑。在此阶段，技术人员的工作是定义和评估周围地区的影响因素，并确定变电站的运行寿命。

对于电力系统的扩建，电力公司通常会制定长期规划，以满足预期的电能需求。电力系统的十年规划是很常见的，需要技术人员投入大量的精力。设计人员决定电力系统的容量和系统周围负荷转移的需求，但是技术人员必须提供实现设计者目标的成本信息。设计者提出多种方案，并对其进行研究，得出每种方案的成本以确定为用户服务的最经济的方案。

不同层次的需求概括为以下几个方面：

系统需求包括：

1）负荷增长；

2）系统稳定性；

3）系统可靠性；

4）系统容量。

用户要求包括：

1）附加荷载；

2）电能质量；

3）可靠性；

4）客户关系；

5）客户投诉；
6）周边影响。

## 1.3　预算

在长期规划中，为了满足变电站大容量输电的要求，需要考虑变电站的建设或扩建容量并且合理规划变电站的选址。根据之前的设计，还需要研究是否适应该地区的发展。为了实现这一目标，大多数电力公司借助于标准化的设计和逐渐发展的成本模块，但是以前的设计方案不适合相关的区域，不被负责的区域所接受，因此需要重新设计方案。对于大多数的变电站，设备和土地的成本设计标准是不同的。然而，配电站作为电力系统中最为常见的电力设施，有较为固定的安装成本。由于变电站与用户的联系非常紧密，检查和优化比重新设计更为需要，因此成本总体变化不大。

建立变电站有很多的要求，比如电压、容量和馈线数量等，资金问题也需要考虑。由于用地大小和位置会显著的影响变电站的建设成本，因此对于房地产的调查也逐渐成为一项不可缺少的环节。在这一环节中，初步的设备布局和工程评估会得出大致的成本，该成本会在电力公司的预算认证系统中进行评估。变电站的设计和建设过程中的所需要的人力资源也需要进行初步的预估，这其中包括电力公司可能外包出去的工作的工作性质和范围鉴定。预算制定流程包括根据电力公司的优先事项进行的工程评估，并提供成本和资源需求的建议。该流程可能每年都需要进行。任何款项未动用的项目一般都需要重新评估每一个预算周期。

成本预测也包括现金预测。对于规划中的项目，每年一次的预估已经足够了。这就意味着每一个预算周期，每个被提议的项目不仅需要审查成本的准确性，而且现金预测也必须要更新。在年度审查中，标准化或模块化成本预算也需要进行审查，必要时甚至需要修改。

## 1.4　筹资

项目开始运作的同时必须进行筹资。为确定报价，需要进行初步的整体设计。业务部门之间需要进行协调，从而确定精确的成本和一个切合实际的时间表。这种协调可能需要多个领域的、全面的人力资源预测。将资源信息进行必要的格式编译，从而存入公司资本估计系统。同时必须进行内部演示，从而把项目落实到各级管理人员。

有时候可能需要筹集资金来进行资本评估。这是因为，有时可能出现进行初步设计的成本超过了正常的部门预算的情况，或者因为采用了新的技术而导致这一情况。这也可能发生在大型复杂项目中或者是当大部分工作被承包时。另外，在购买昂

贵的或是需要长时间交货的设备如大型变压器时，提前筹集部分资金也是十分必要的。

## 1.5　传统与创新的变电站设计

变电站工程是一项复杂的多学科工程技术。它可以包括以下工程学科：

1）环保；

2）民用；

3）机械；

4）结构；

5）高压电器；

6）保护与控制；

7）通信。

传统意义上说，高压变电站是基于预先设定的布局和概念，以及通常情况下比较保守的要求设计的。这种做法可能会限制引进新的解决方案的自由。这就导致最多只能采用初级和中级的预设标准。

一个更加创新的方法是考虑到功能性需求，如系统需求、客户需求和替代设计方案。系统要求包括额定电压、额定频率、（现在和将来的）系统网架、负载、线路、（最大或最小的）电压偏移、热极限、短路状况、（最大或最小的）频率偏移、稳定极限、临界故障切除时间、系统扩展以及互联。顾客要求包括环境的考虑（气候、噪声、美观、泄漏和可行性）、空间的要求、电能质量、可靠性、可用性、国家和国际标准、网络安全、扩展性以及可维护性。

严谨完善的设计标准可以反映公司的经营理念。当需要时，它们同生命周期成本、环境影响、初期资本投资等合并起来融入设计过程中。设计方案可以根据能满足公司的利益和政策的预设标准进行评估。

## 1.6　选址

在此阶段，变电站的覆盖区域包括主要设备的布局已经确定。现在可以决定设施的最终位置以及对不同选址进行评估。在这个阶段需要解决最后评分、道路、雨水滞留和环境等问题，并且需要得到确认和许可。变电站的选址必须得到社会和政治上的认可，并且在设计细节上也要进行磋商，从而达到共识。根据当地的选区条例，等到土地使用批准成功后去结算财产是明智的。如果没有批准，那么这个变电站选址的实用性不大。在这个阶段中，工程、房地产、公共事务、法律、规划、运营、客户服务人员以及各级管理人员一般不会参与决策。

下一步可以申请第一轮的许可证。虽然选区程序一般是地方政府的工作，但是许可证分级、雨水处理、道路修建等环境问题是由州政府或者地方政府处理，如果

存在湿地或者其他敏感地区的情况，那么可能由联邦政府出面解决问题。如果是用于任何车站、高塔或桅杆的航空障碍照明设备，那么也需要其他联邦政府的许可，许可证的申请受制于重复的政府流程，并且往往需要多次提交，可能需要几个月的时间才能知道结果。根据本地的制度不同，选区批准可能是自动的也可能是历时几个月的听证。如果存在较多反对意见，选区程序可能需要数年才能完成。

作为一个经验法则，可以使用以下评估标准：

1）经济评价；

2）技术评估；

3）社区验收。

经济评价应该确定承受能力水平、投资回报、初始投资成本以及生命周期成本。

可以影响选址过程的技术方面可包括以下内容：

1）土地，选择减少地壳运动和土壤处理需要的区域。

2）水，避免与自然排水网络干扰。

3）植被，选择低生产力的农业区或荒地。

4）保护区，避免任何被列为保护区景点的地区。

5）社区规划，避免占用城市土用地、发展用地以及为未来发展储备用地。

6）社区参与，使社区进入审批程序。

7）地形，平坦而不易发生洪水或雨水积涝。

8）土壤，适合铺设道路、修建地基和低电阻率的土地。

9）道路，大型设备，运营商和维修队能轻松到达的道路。

10）线路接入，建立线路走廊（替代方案：多回路铁塔、UG 线）。

11）污染，设备故障和按照污染水平而增加的维修成本。

为满足社区要求，建议如下：

1）在固体形状的钢结构上采用对绝缘子支撑的刚性母线的低型布局；

2）在外观上屏蔽区域（山区、森林）、建筑和丛林的定位变电站；

3）使用气体绝缘开关（GIS）；

4）使用多色彩标记和照明警示；

5）使用地下水的出口而不使用地上出口。

其他可能会影响社会接纳的因素有噪声和石油泄漏。

为了减轻可能由变电站设备发射的噪声，要注意变电站的位置对敏感地区的影响。并采用隔离措施，例如隔音屏障，隔音罩，优化布局和主动消除噪声。

解决石油泄漏的方法可以在第 8 章或本章参考文献中找出。

## 1.7　设计、施工和调试过程[4]

在选址结束后，设计建造和调试过程大致遵循图 1.1 所示的步骤。电力公司的

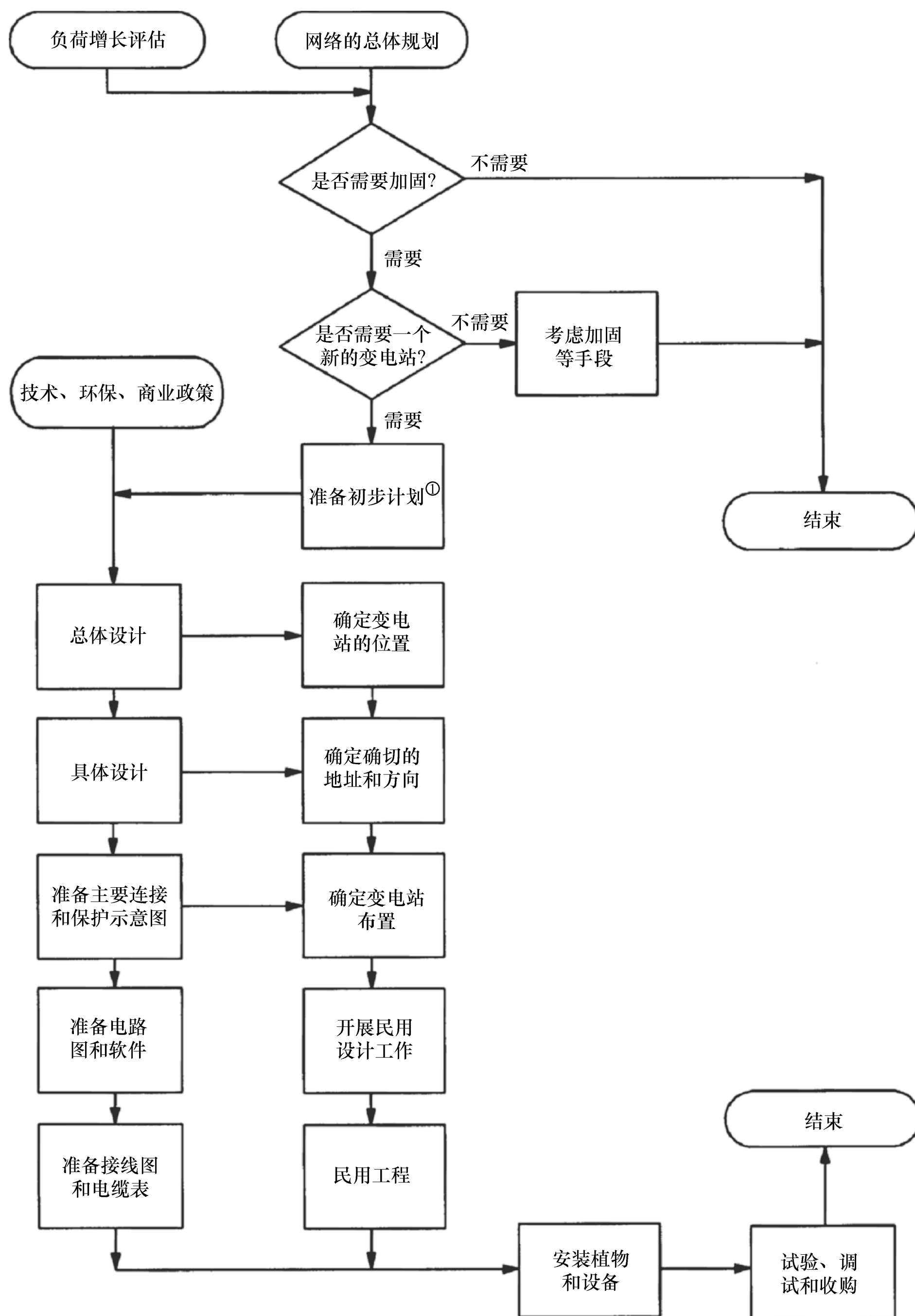



图1.1　建立新的变电站

①一般位置、线路方向、土壤调查、交通路线。

主流方式是采用竞标程序来完成变电站的设计采购和施工，这样可以确保资本有效性和劳动生产率。

### 1.7.1　变电站设计

最终的设计方案可以结合所有必需的施工图纸进行研发。此时，电气设备和其他材料可以订购，所有的规章制度的也可以进行协商。在此阶段，必须完成最后的人力资源预测，同时与其他业务部门进行协调。最为重要的是，所有的利益相关方都需要了解设计细节，并了解建设过程中需要的资料以及需要满足的运行寿命。一旦完成设计部分和图纸制作，剩下的许可证就可以得到。

以下是可以用于各种设计元素的指导意见：

1. 基本布局

a. 项目规划表

b. 满足单一母线要求的母线配置

c. 基于单线图的主要设备和钢结构的定位

d. 变电站的一般概念

e. 电气安全间隙

f. 最终阶段

2. 设计

a. 土地准备

排水和腐蚀、土方工程、道路和入口、围栏

b. 地基

土壤、具体设计、桩基设计

c. 结构

材料、终点、腐蚀控制

d. 建筑

i. 控制、计量、中继和信号楼——如砖石建筑、预制结构等

ii. 铠装开关装置的建筑物

iii. 气体绝缘金属封闭开关设备的建筑

e. 机械系统

i. 暖通

ii. 隔音罩通风设备

iii. 铠装开关装置或气体绝缘金属封闭开关设备通风设备建设

iv. 火灾探测和保护

v. 石油遥感和泄漏的预防

f. 母线成品

i. 硬母线

ii. 应急指挥——因摇摆、缠绕造成的崩溃

iii. 载流容量
iv. 连接
v. 相间距离
vi. 短路强度
g. 绝缘
基本脉冲电平和开关脉冲电平
h. 变电站绝缘子
i. 瓷柱式绝缘子
ii. 电阻梯度绝缘子
iii. 复合绝缘子
iv. 五金悬挂绝缘子
v. 电站绝缘子选型——TR－ANSI 和 CSA 标准
vi. 绝缘子污秽程度和漏电距离的选择
i. 悬式绝缘子
i. 特点
ii. 瓷悬式绝缘子
iii. 聚合悬式绝缘子
iv. 悬式绝缘子金属制品
v. 悬式绝缘子的选择
vi. 绝缘子污染——污染程度和漏电距离的选择
j. 间隙
i. 电气间隙
ii. 安全间隙
k. 过电压
i. 大气和操作过电压
ii. 过电压保护——管道和杆与避雷器的距离
iii. 大气过电压保护——防雷（天线、避雷针）
l. 接地
i. 接地系统的功能
ii. 跨步电压、触电压、多相制线电压、转换电压
iii. 人体电流的允许限值
iv . 跨步电压和触电压允许范围
v. 土壤电阻率
vi. 一般设计准则
m. 中性系统
i. 电源接地的背景
ii. 三线和四线系统

iii. 高低压中性系统

iv. 中性系统的设计

n. 变电站安全

i. 物理安全

ii. 电子安全

### 1.7.2　变电站建设

当获得许可并且制作出图样后，就可以开始变电站的建设了。变电站后勤和管理在变电站的设备验收中有着显著的影响。施工人员的停车情况、交通线路、卡车运输、拖车的工作、围栏的建立、垃圾和噪声以及灰尘的处理是变电站建设和周围居民发生矛盾的最主要情况。所以这些细节的处理对于保证社区认可是十分必要的。在这个阶段，所有的民用电气和电子设备都要安装完成。在施工阶段也要适当注意现场安全，不仅仅为了维护材料和设备的安全，也为了保护人员的安全。

### 1.7.3　变电站调试

变电站建设完成后，就可以对各种系统进行测试，所有清单项目也可以结项。为了避免重复测试，建议建立一个检查、测试和验收的计划。验收计划的基本要素包括以下几项：

1）工厂验收试验；

2）产品验证计划；

3）现场交货验收试验；

4）现场验收试验。

在部分激励的环境下，为了尽可能在相同的正常操作情况下确定用户的满意度和接受度，都会最终进行变电站运行和营业额的测试。

在调试过程中，必须进行环境的清理和美化。根据所涉及的植物种类，延迟最终的绿化阶段直到更适宜的季节以确保植物更好的生长，这是需要特别注意的。公关人员要让社区领导了解到该项目已完成，该站可发挥正常功能并且可以交付给操作人员。

## 参考文献

1. A. Carvalho et al. CIGRE SC 23. Functional substation as key element for optimal substation concept in a de-regulated market, *CIGRE SC 23 Colloquium*, Zurich, Switzerland, 1999.
2. H. Boehme (on behalf of WG 23-03). *General Guidelines for the Design of Outdoor AC Substations*, CIGRE WG 23-03 Brochure 161, 2000.
3. R. Cottrell (on behalf of WG G2). IEEE Std. 980. *Guide for Containment and Control of Spills in Substations*, 1994.
4. A.M. Sahazizian (on behalf of WG 23-03). CIGRE WG 23-03. The substation design process—An overview, *CIGRE SC 23 Colloquium*, Venezuela, 2001.
5. CIGRE WG B3.03. Substations physical security trends, 2004.

# 第 2 章　气体绝缘变电站

2.1　六氟化硫………………………………… 10
2.2　结构与寿命……………………………… 12
断路器・电流互感器・电压互感器・
隔离开关・接地开关・互联母线・
风管接头・电力电缆连接・
变压器直连・避雷器・控制系统・
气体监测系统・气室与监控区・
电气和物理布局・接地・测试・
安装・操作与联锁・维护
2.3　气体绝缘变电站的经济性………… 28
参考文献 ……………………………………… 29

Phil Bolin
Mitsubishi Electric
Power Products，Inc.

气体绝缘变电站（GIS）采用优良的介质气体（$SF_6$），在一定的压力下用于相间和相对地的绝缘。高压导体、断路器、开关、电流互感器、电压互感器都被封装在含有 $SF_6$气体的接地金属外壳内。常规的绝缘气体为空气，但是空气绝缘变电站（AIS）需要几米的空气隔离才能实现 $SF_6$气体在几厘米范围内就能实现的隔离。因此 GIS 可以做到 AIS 规格的十分之一。GIS 通常会用在空间拥挤或是地价较高的地方。在 GIS 中，活性部位免受暴露于大气的空气、湿气、污染等。因此，GIS 更可靠，需要较少的维护，同时也比 AIS 有着更长的使用寿命（超过 50 年）。

1968～1972 年，一些国家提出了 GIS 的概念。经过大约 5 年的时间，在某些使用空间有限的国家，变电站的使用率提高到 20% 左右。在其他空间充足的国家，由于 GIS 相对于 AIS 成本较高，因此只在特殊情况下使用。例如，在美国，新建的变电站中大约只有 2% 是 GIS。国际上，GIS 在一系列的国际大电网会议论文［1－3］中有具体描述。IEEE［4，5］和 IEC［6］包括了设计、测试和 GIS 的使用等各个方面的标准，CIGRE［7］为新用户制定了的 GIS 应用指南，IEEE［8］为 GIS 提供了规范指南［8］。

## 2.1　六氟化硫

六氟化硫（$SF_6$）是由 1 个硫原子和紧紧包围它的 6 个氟原子构成的无毒、无色、无臭、无味、不可燃的惰性气体。它的密度大约是空气密度的 5 倍左右。$SF_6$

在绝对压力为 400～600kPa 时封装在 GIS 中。压力被选定后，$SF_6$不会在设备的最低温度下凝结成液体。$SF_6$气体的灭弧能力是空气的 100 倍。高压断路器普遍使用灭弧介质，取代油和空气等一些以前使用的介质。在电弧或火花的高温下 $SF_6$会分解，但分解后的气体能很好地重新组合成 $SF_6$，因此无须在 GIS 中补充 $SF_6$气体。另外，虽然硫离子和氟离子与水、空气和其他污染物的相互作用，会产生一些活性分解副产物，但形成的数量非常有限。随着时间的推移，在 GIS 外壳内的分子筛吸附剂会消除这些反应副产物。为了方便贮存和运输 $SF_6$气体，在约 6000kPa 的压力下以液态的形式贮存在 50kg 气瓶中。

气体处理系统中的过滤器，压缩机和真空泵在市场上可以买到。而 $SF_6$的操作和人员安全方面的内容可在国际标准[9]中寻找。

设备中的 $SF_6$气体必须保证足够干燥，来避免固体环氧树脂支撑绝缘子表面的水湿化，因为绝缘子表面的水会导致介质被击穿。但是，一旦这些水分凝结成冰，击穿电压则不受影响。因此，在设备中气体的露点需要低于零下 10℃。对于其他范围，通常规定含水量要低于 1000ppmv㊀，并对气体进行仔细处理。GIS 外壳内的吸附剂有助于保持在低气压下的湿度水平，但随着时间的推移，水分还是会在内部表面和外部固体电介质材料中产生[10]。

毫米大小的导电粒子显著减弱了 $SF_6$气体的绝缘强度。当压力升高到 600kPa 时，这种影响会变得更大[11]。当颗粒在电场中移动，会在设备内部的高电场区域或沿着固体环氧树脂支撑绝缘子聚积，从而导致气体介质在工作电压下被击穿。因此，对于 GIS 来说，组装时保证内部的清洁是十分重要的。幸运的是，在工厂和现场工频高电压测试中，污染颗粒会因为移动并引起小的放电（局部放电）和声响，从而可以通过打开设备来移除掉。一些 GIS 内部设有“颗粒过滤器”，能够在这些颗粒移动到可能会导致故障的位置之前捕捉到它们。大多数的 GIS 组件都有一个确定的形状，它能够提供一些供颗粒休息的“天然”低电场区，这样就不会引起击穿问题。

$SF_6$是能够导致全球变暖的一种温室气体。1997 年，在京都的国际性气候条约会议上，$SF_6$被列为必须要减少排放量的 6 种温室气体之一。人为情况下，在温室气体总量中，$SF_6$所占的比例是十分小的，但是它在大气中的存在时间比较长（半衰期估计为 3200 年），因此 $SF_6$释放到大气中的影响实际上是累积性的、永久性的。$SF_6$气体主要用于电力设备。但 GIS 中的 $SF_6$是可被控制的，也是可回收再利用的。根据目前对 $SF_6$在电力设备的国际准则[12]，在 100 年内，引起全球变暖的 $SF_6$气体的释放可以保持在低于 0.1% 以内。过去十年，使用该气体的电气设备的释放率已经有所降低。能产生这样的效果主要是因为采用了更好的处理方法和回收利用方法。现在的标准是要求 GIS 每年的泄漏率小于 0.5%。正常情况下泄漏率会低得多。经过多年对 GIS 的现场运行检查表明，使 GIS 的泄漏率达到低于 0.1% 是

㊀ parts per million by volume，百万分体积比。

能够实现的，并且现在的运行检查由大多数制造商提供。活性物质、液体（油）以及掺杂在 $SF_6$ 中的固体污染物很容易被过滤去除，但气态污染物（如氧和氮）不容易被除去。氧气和氮气会因错误处理例过程如在充入 $SF_6$ 气体前未排空设备内的空气等原因引入。不过在国际技术委员会建立的标准中[12]，$SF_6$ 纯度只需达到98%以上即可，所以根据市场上所使用的 $SF_6$ 纯度检查标准，可以决定 $SF_6$ 是使用还是回收。对于污染严重的情况，$SF_6$ 气体制造商将回收被污染的 $SF_6$ 并把它用于生产，实际上就是用来生产"新的" $SF_6$ 气体。虽然没有必要，但是对于处理 $SF_6$ 的最好方案就是借助其他材料来焚烧 $SF_6$ 气体，使之成为符合环保标准的石膏的一部分。

美国环境保护局先后为电力行业提供了用于跟踪 $SF_6$ 气体释放率的自愿减排计划，提供减少废气排放的有关技术信息，并奖励通过使用先进的识别方案实现有效的 $SF_6$ 减排的用户。其他国家已经考虑相似的问题，甚至考虑禁止在电气设备中使用 $SF_6$。在中压电力设备中存在 $SF_6$ 的替代物（真空灭弧室、洁净的空气绝缘），但尽管调查研究了几十年，仍然没能为高压电力设备找到可行的替代媒介。到目前为止，除了温室效应，替代物质的缺点比优点更多。因此，在可预见的将来，$SF_6$ 将继续被用于 GIS 内电力系统故障切换和中断。对于未采用任何电弧气体绝缘线（GIL）的较长运行母线，将会使用 $SF_6$ 和氮气的混合气体来减少 $SF_6$ 气体的总量（见第18章）。

## 2.2 结构与寿命

GIS 是由标准的设备模块（断路器、电流互感器、电压互感器、分断和接地开关、互联母线、避雷器、其余连接到电力系统的元器件）组成，以配合变电站的电气单线图。一个242kVGIS 系统的横截面图如图2.1所示，详细阐释了 GIS 的基本结构和尺寸（见图2.1）。

该模块把具有O形环密封系统的螺栓固定法兰用于外壳与滑动插入式触头的导体之间的连接。GIS 的内部由环氧浇注式绝缘子支撑。这些支撑绝缘子提供部件之间的气体屏障或在绝缘子上铸上孔，以允许气体从一侧流通到另一侧。

系统电压高达170kV，三相往往是在同一个机箱中（见图2.2）。当电压等级超过170kV时，GIS的"三相组合式机箱"会因为尺寸太大而不符合实际。因此采用了"单相机箱"（见图2.1）。GIS 的三相机箱和单相机箱之间没有明确的性能差异。一些制造商生产的单相机箱可以供各种电压等级使用。某些用户不希望在一些地方出现三相机箱（如大型发电厂的变电站），将使用单相机箱的 GIS 来替代。

当今的机箱材质大多是铸造铝或焊接铝，有的也使用钢材。钢制的机箱需要内外涂漆以防止生锈。铝外壳不需要涂漆防止生锈，但也可涂一层以便于清洗、美

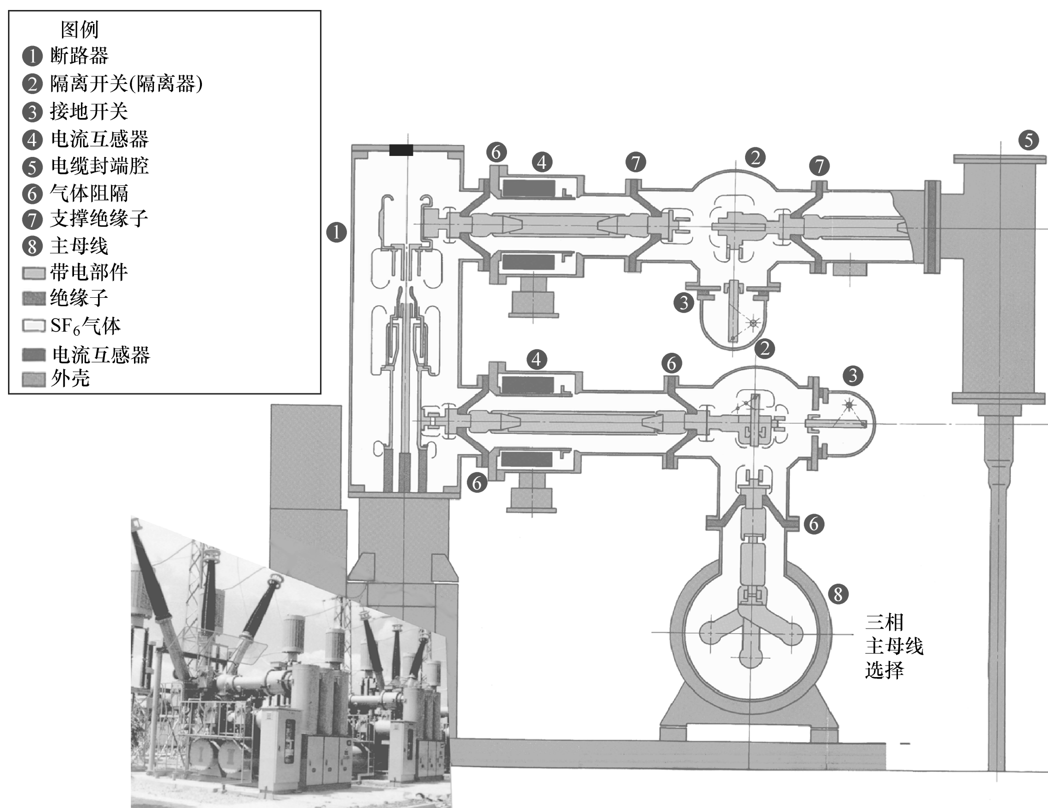



图 2.1 GIS 的单相机箱

化、加强热传导。铝材和钢材的选择主要是由成本（钢较便宜）和持续电流（高于2000A，钢箱需要不锈钢或非磁性材料）决定。结合实际设计、制造、测试后的国家制造，建立压力容器标准，GIS 外壳压力要求需根据 GIS 标准[4,6]设置。由于涉及压力和 GIS 在电气设备中的分类，第三方检验和 GIS 外壳的代码冲压是不需要的。GIS 常用防爆膜作为安全保障，GIS 中的故障电弧会导致内部压力增加，这个压力是可以预测的，并且上升缓慢，因此，保护系统可以在 GIS 内部达到临界压力之前切断故障。

当今的导体大多使用铝制成，当有高持续电流时会使用铜，部分导电性需求较高的部件则使用银。螺栓和滑动触头是用于导体部分连接的，滑动触头有多种设计。一般来说，滑动触头有许多单独的并行运行的铜弹簧触指。这些触指的表面是镀银的。为确保该滑动接触面不会因为长时间使用而产生颗粒或磨损需要在接触面上使用润滑剂。滑动导体接触易于模块的组装，允许导体的运动，以适应热胀冷缩的外壳。滑动触头组件还应用于断路器和开关，将可动触头的电流传输到静触头。

支撑绝缘子是由高填充的环氧树脂浇注而成，可以避免在固化过程中形成空洞

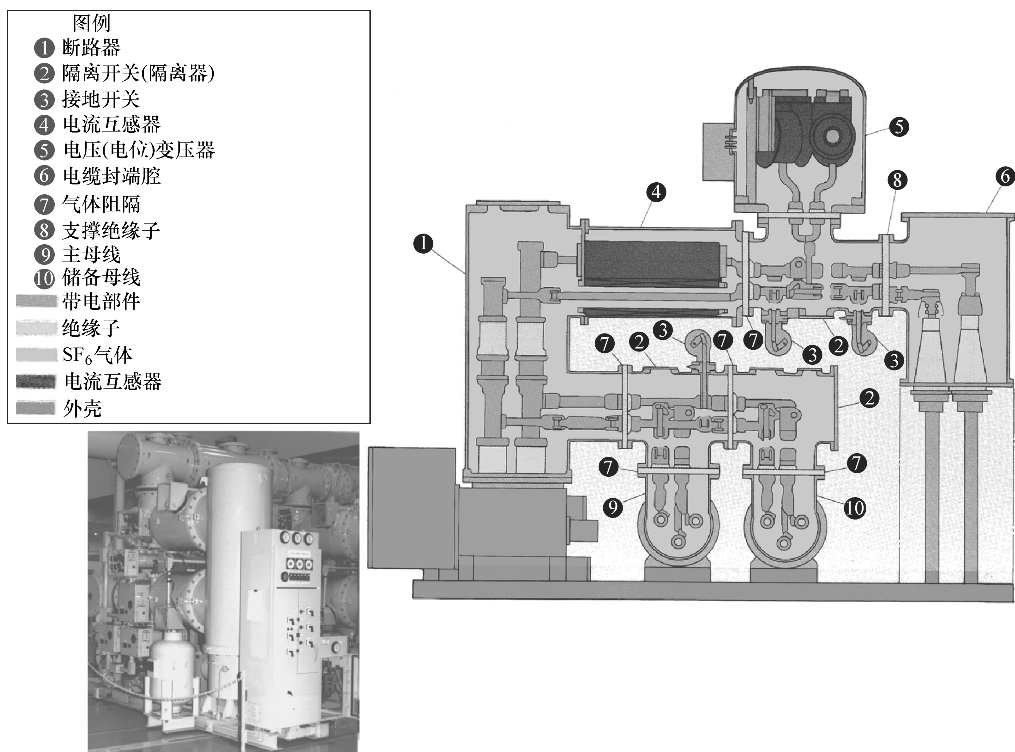



图 2.2 GIS 的三相机箱

或裂缝。各 GIS 制造商的材料配方和绝缘体形状已经从电场分布、机械强度、耐表面放电、制造和组装等方面的发展中得到了优化。目前使用的支撑绝缘子有盘形和圆锥形两类。支撑绝缘子的安全有效运行需要高压工频耐压试验和局部放电在线监测。经验表明，浇注环氧树脂绝缘材料的电场应力应低于一定的水平，以避免固体电介质材料的老化。用于铸造环氧支持绝缘子电气应力极限不是一个严重的设计约束，因为 GIS 的尺寸主要考虑到线路气隙的耐雷冲击水平和导体所携带的几千安培的负载电流，绝缘子需要较大的直径。因此技术难度主要体现在导体和外壳之间必须有足够的空间以容纳具有低电应力的支撑绝缘子。

根据以上所述及超过 30 年的使用经验，预计现在 GIS 的使用寿命可以超过 50 年。多年的 GIS 状态监测表明，目前其使用寿命并没有达到极限，没有必要定期进行内部检查或维修。GIS 内部的气体本身是一种干燥的惰性气体，其本身不易老化，内部的任何材料也未暴露在阳光下。即使是 O 形密封圈也处于良好的状态下，存在“双重密闭”系统来保护内部——图 2.3 所示的一种方法。但是，对于室内外的安装条件，GIS 的老化机理已经得到研究，并取得了一定的研究成果。对于户外 GIS，必须采取措施，确保有足够的防腐蚀保护，和对高低温的耐受及太阳能的耐辐射。

### 2.2.1　断路器

GIS 采用的基本上是与 AIS 相同的罐式 $SF_6$ 气体断路器。用 $SF_6$ 代替空气的套管安装在断路器外壳中，GIS 的断路器可以直接连接到相邻的 GIS 模块。

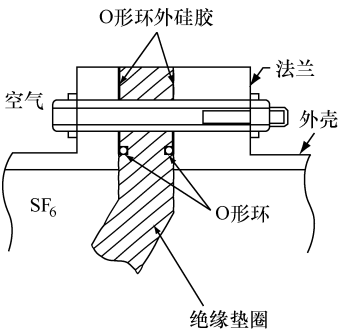



图 2.3　气体密封的 GIS 外壳（O 形环为主密封器件；硅橡胶密封胶作为备用密封和 O 形环和法兰表面的保护）

### 2.2.2　电流互感器

装在 GIS 机箱内部或是外部的电流互感器（CT）都是环形感应的（见图 2.4）。GIS 中 CT 的一次绕组是单匝的。外壳内部的 CT，必须屏蔽由高压导体或高瞬态电压产生并可以通过电容耦合在二次侧出现的感应电压。对于外壳外面的 CT，外壳本身必须提供一个供周围 CT 并联的绝缘接头。这两种类型的 CT 都得到了广泛的应用。

先进的无磁性铁心罗氏线圈 CT 已经研发出来，节省空间的同时也降低了 GIS 的成本。由于输出信号电压等级较低，因此可以迅速地被机箱装置转换为数字信号。它可以通过电线或光线控制继电保护装置。然而大多数用户所使用的继电保护装置却是不能接受数字输入的，即使可以在处理过程之前将传统的模拟信号转换为数字信号。CT 所用的罗式线圈与电流是线性无关的，这是由于其中没有磁性的芯材，将饱和于大电流。

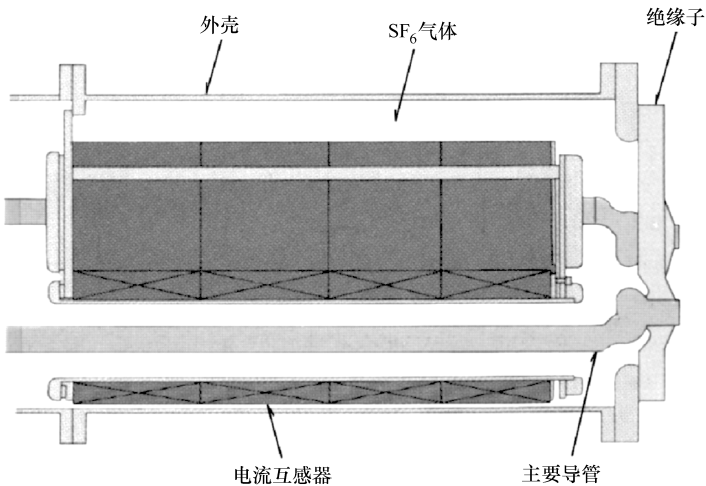



图 2.4　GIS 的电流互感器（CT）

## 2.2.3 电压互感器

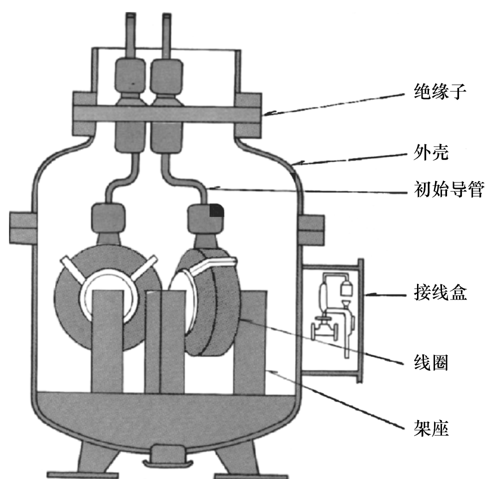



图 2.5 GIS 的电压互感器

电压互感器（VT）是带铁心的电感。一次绕组安装在充满 $SF_6$ 气体的绝缘塑料壳内。VT 的一次绕组和二次绕组间必须要有电磁隔离装置，以防止暂态电压的电容耦合。VT 通常是一个有气体隔离的密闭绝缘单元。VT 是易于移动的，因此 GIS 可以承受高电压测试而 VT 不至损坏，VT 一般伴随着分断开关或是可移动的导体连接（见图 2.5）。

用于导体与外壳间带简单电容耦合的电压传感器已经研制出来。除了尺寸和价格上的优势，这些电容性的传感器在进行常规的高电压耐压试验时，无须连接在线路中。并且由于信号的电压水平等级很低，可以直接快速地转化为数字信号，同时在电压互感器上需要采用已在第 2.2.2 节中讨论过的电流互感器上使用相同的屏障装置。

## 2.2.4 隔离开关

隔离开关（见图 2.6）有可控制分断或闭合的可控触头，分断后与静触头之间

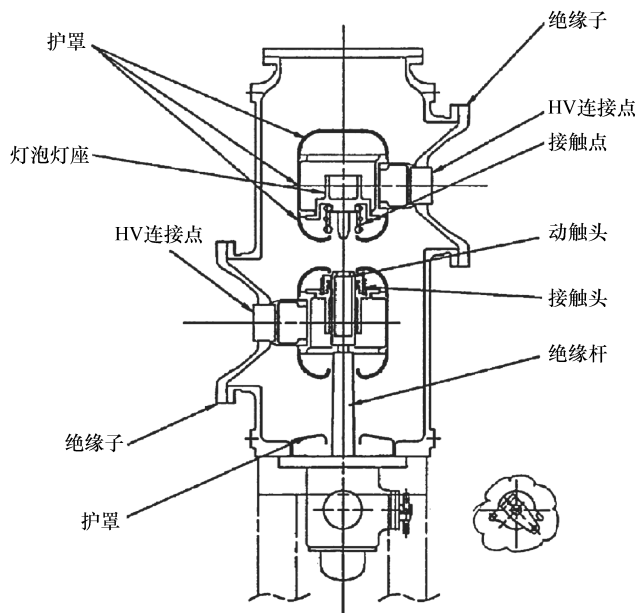



图 2.6 GIS 隔离开关

有明显的间隙，其激活通过穿过外壳壁的密封轴的绝缘杆自身移动。隔离开关静触头拥有护罩，能够提供适当的电场分布，以避免过高的表面电压应力。动触头速度相对较低（相对于断路器动触头），隔离开关可以中断的电容电流只有低压水平电流（例如，断开 GIS 母线的一部分）和小电感电流（例如，变压器励磁电流）。对于变压器的励磁电流的中断，隔离开关是通过弹簧操纵机构的快速动作来实现的。传统线路中装备的是负载断路开关，但随着技术的提高和断路器成本的降低，继续用负载断路开关来装备是不实际的，应使用隔离开关作为替代。

## 2.2.5　接地开关

接地开关（见图 2.7），有可以在高压导体和外壳之间能够分断和闭合的可动触

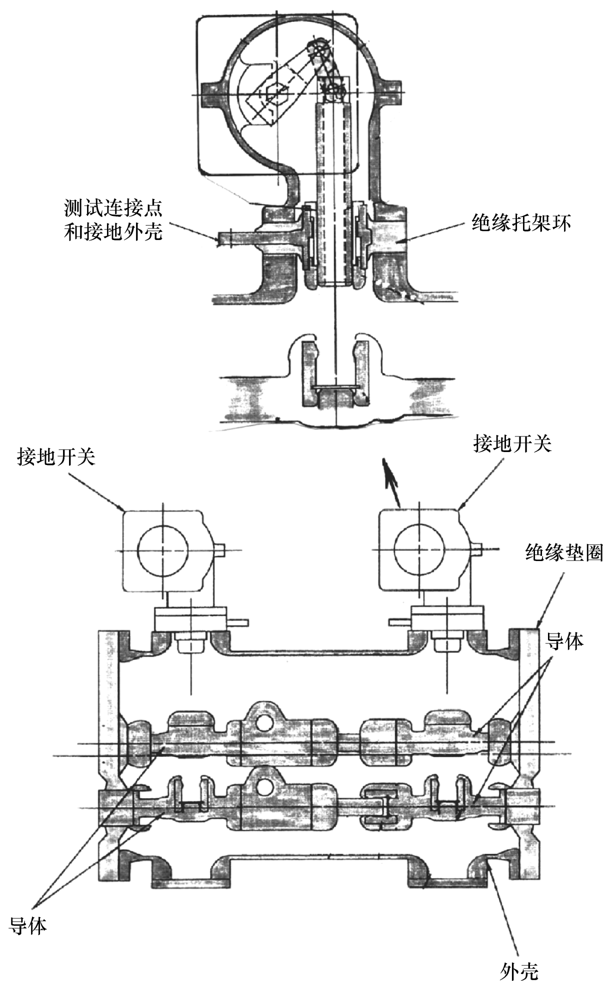



图 2.7　GIS 的接地开关

头和与电场隔离的滑动触头。接地开关是通过手动或是电机驱动来实现短时的开断。当完全闭合时，它能够在一定时间（1～3s）内承受额定的短路电流。一个“快速动作”的接地开关有一个高速的驱动装置，通常是由能承受电弧的弹簧式的电接触材料制成，因此它可以两次合闸到通电导体而不对自身或是相邻设备造成损坏。快速接地开关经常在连接 GIS 与电网络中使用，不仅因为它可以在导体带电时进行连接，而且能更好地处理残留电荷的放电。

接地开关大多数是通过绝缘底座或是绝缘套管来作为接地连接点。在正常运行情况下，所述绝缘元件并联到 GIS 外壳上，固定螺栓旁路。在进行安装和维护的过程中，接地开关闭合，并联部分移除，接地开关则作为测试设备与 GIS 导体之间的连接点。GIS 内部的电压和电流测试可以在不排空 $SF_6$气体和打开机箱的情况下完成。常规测试是通过两个接地开关，来测量接触电阻（见图 2.8）。

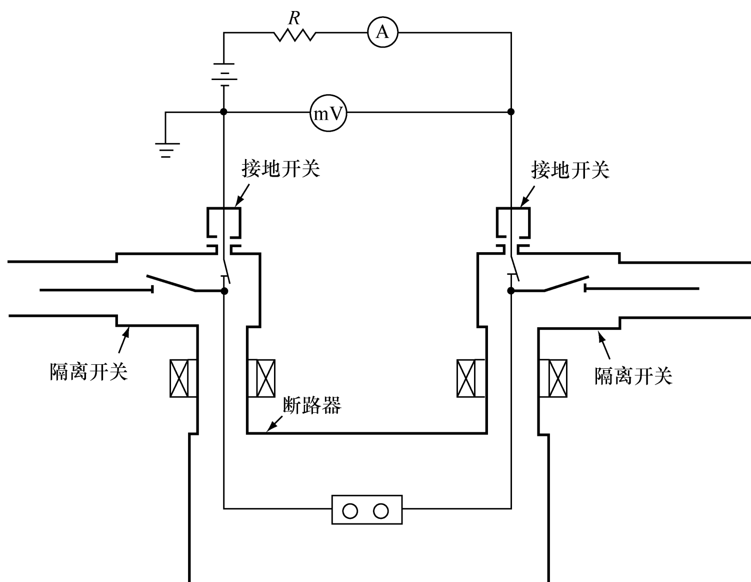



图 2.8 使用接地开关测量接触电阻

mV—电压表 A—电流表 R—电阻

## 2.2.6 互联母线

为了实现 GIS 中各模块的连接，通常会使用一个包含内部导体和外部机箱的 $SF_6$母线。其中，支撑绝缘子、滑动电触头和带法兰的外壳接头通常也都作为 GIS 的模块。母线部分的长度一般是由导体间的接触距离和支撑绝缘子之间的允许范围（限于约 6m）决定的。目前，已研制出专用的 20m 母线，并应用于 GIS 和独立传输线的连接（本书第 18 章）。

### 2.2.7　风管接头

$SF_6$气体—空气套管（见图 2.9）是通过将空心绝缘筒连接到 GIS 外壳端部的法兰上制成。这些绝缘圆筒内部充填加压的 $SF_6$气体，外部适合暴露在空气中。导体向上穿过绝缘圆筒的中心直到一个金属端板。端板外部有设备螺栓连接空气绝缘导体。绝缘圆筒的内表面光滑，外部的油漆可以提高在潮湿空气或是污染环境下的性能。内部金属屏蔽件可以控制电场分布。高电压的 $SF_6$气体—空气套管同样也使用外部隔离。套管内的 $SF_6$气体的压力与 GIS 的其余部分相同。过去绝缘筒通常是瓷制的，但现绝缘筒的内筒和外筒由复合玻璃纤维环氧树脂与硅橡胶制成。复合衬套具有更好的耐污性，并且不会像瓷一样会破裂，因此从本质上来说是更加优越。

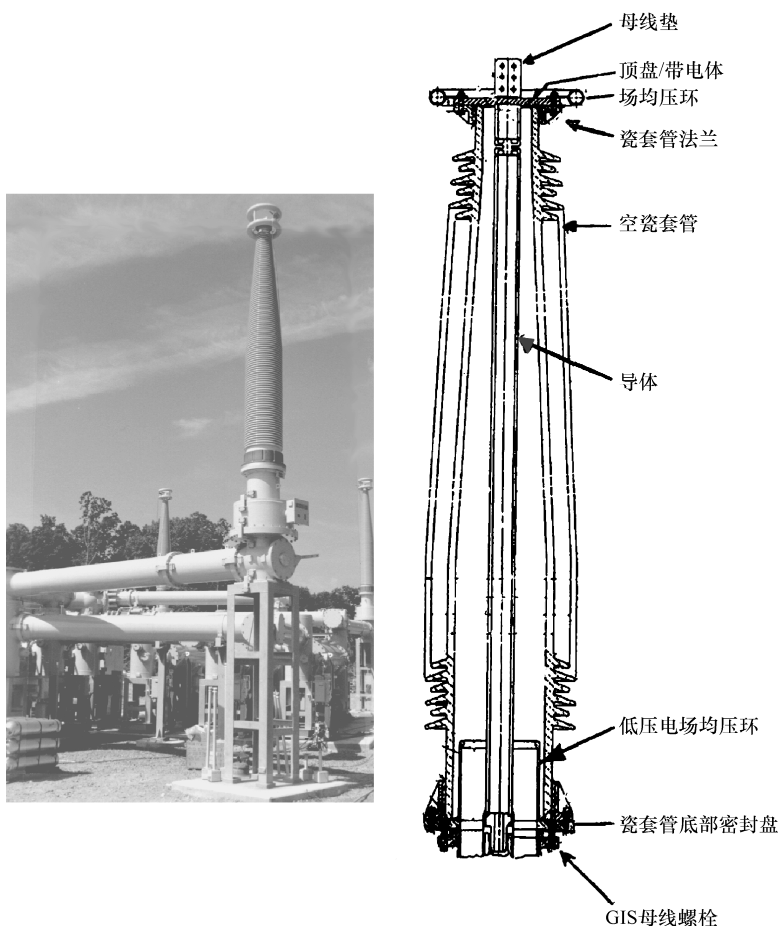



图 2.9　$SF_6$气体—空气套管

### 2.2.8 电力电缆连接

连接 GIS 的电力电缆带有成套终端设备，提供电缆绝缘部分与 GIS 中 $SF_6$气体的物理屏障（见图 2.10）。电缆终端成套设备还为电缆的终端提供了一个合适的分布电场。电缆终端在 $SF_6$气体中，长度较短，因此是不需要伞的。电缆导体用螺栓或压缩连接器与端板或电缆终端成套设备的圆筒相连。在 GIS 一侧，一个活动的连

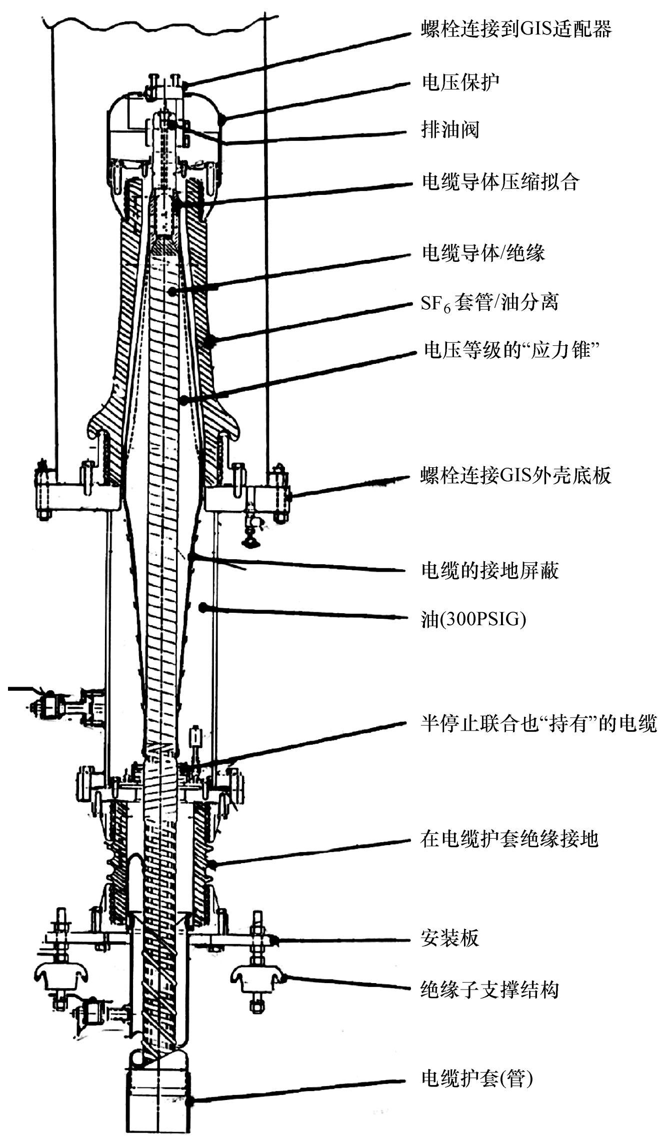



图 2.10　电力电缆套管

接导体将电流从电缆传输到 GIS 导体。在进行 GIS 或电缆的高压试验时，该电缆通过与移动终端的连接，从而与 GIS 断开。GIS 外壳周围的电缆终端通常有一个接入口，此端口也可以用于测试衬套的连接。

对于电压等级高达 170kV 的实芯电力电缆，可选择各“插件”式终端成套设备。其具有一项优势，即 GIS 电缆终端可在工厂密封和测试。有终端匹配部分的电力电缆可以很方便在电缆上进行安装，然后与 GIS 中的终端部分相连。测试时，电缆拔掉即可。但是电缆很难弯曲，而且可能直接掩埋，遇到这些情况，仍需要设计一个 GIS 的分段机构。

## 2.2.9　变压器直连

若要直接将 GIS 连接到变压器，则需要使用一个安装在变压器上的特殊 $SF_6$ – 油套管（见图 2.11）。处于油中的套管通过其中一端连接到变压器的高压引线。另一端是用于连接到 GIS 导体的 $SF_6$可拆卸链路或滑动触头。套管可以是油纸电容式套管，也可以是如今更常见的固体绝缘型套管。由于必须防止 $SF_6$气体进入变压器油，许多 $SF_6$制油衬套中有一个中心部分。它允许 $SF_6$泄漏进入大气，从而避免进入变压器。进行检测时，套管的 $SF_6$端可以通过打开 GIS 机箱获得信息，然后与 GIS 导体断开连接。GIS 的变压器外壳也可用于测试套管的连接。

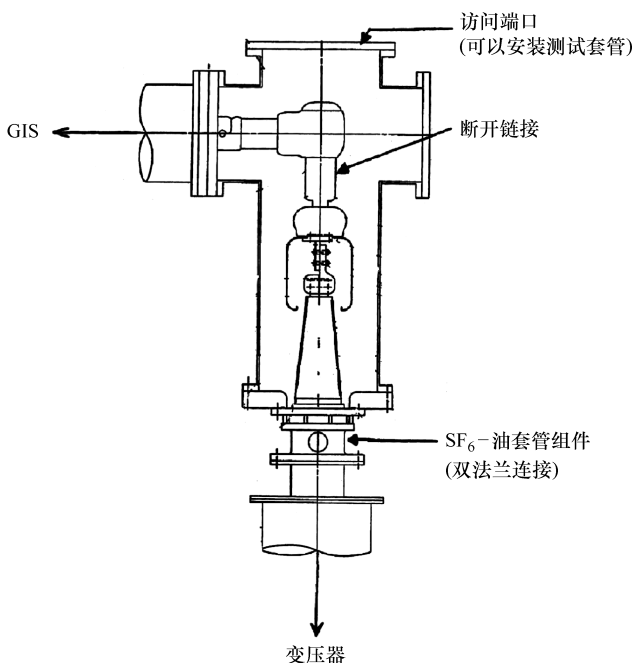



图 2.11　$SF_6$套管线直接连接到变压器

### 2.2.10 避雷器

能浸没在 $SF_6$ 气体中的氧化锌避雷器元件位于 GIS 内，包裹有绝缘套管，从而形成避雷器来进行过电压的控制（见图 2.12）。由于 GIS 的导体在接地金属外壳的内部，雷电冲击电压输入的唯一途径是 GIS 与外部的电气连接部分。电缆和直连变压器不受雷电冲击，所以 $SF_6$ – 空气套管连接点是雷电冲击易于破坏的点。空气绝缘避雷器与 $SF_6$ 空气衬套并联，其在针对雷电冲击上的应用成本比 $SF_6$ 绝缘避雷器的成本低得多。操作过电压则很少被关注，因为 $SF_6$ 气体绝缘开关设备的操作过电压的耐压不比对雷电冲击电压的耐压低多少。在 AIS 中，操作过电压的击穿电压相比于雷电冲击电压下降更为显著，因为操作过电压的时间跨度较长，有足够的时间在空气中以较长的绝缘距离放电。GIS 的短绝缘距离可以短时间让雷电冲击放电，所以操作过电压不会使击穿电压显著降低。绝缘的配合研究通常认为 GIS 是不需要避雷器的；然而，作为最保守的方法，许多用户指定在变压器放电和电缆的连接处加装避雷器。

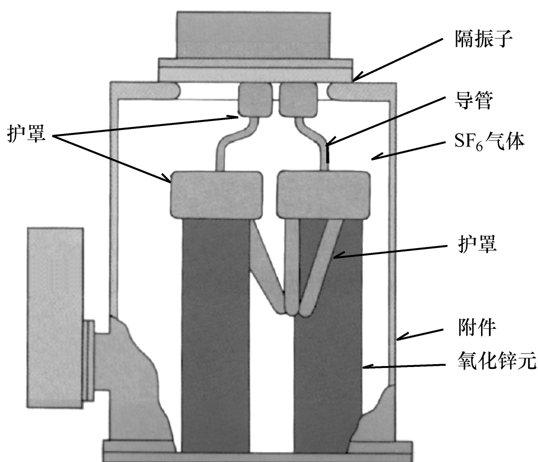



图 2.12　GIS 的避雷器

### 2.2.11 控制系统

为了操作的简单以及 GIS 与变电站控制室之间布线的方便，通常各断路器的位置处会提供一个本地控制柜（LCC）（见图 2.13）。所有操作机制、辅助开关、警报器、加热器、电流互感器和电压互感器的电源箱与控制线都由 GIS 引出，再通过多端绝缘控制电缆引入 LCC 设备。除为 GIS 的布线提供终端以外，LCC 还具有 GIS 的部分控制模拟图。模拟图上有表示断路器与开关的控制按钮和位置指示器。LCC 中同样也有警报器。电气联锁和一些其他的控制功能都能够很好地集成在 LCC 中。尽管 LCC 设备极其昂贵，在传统的 AIS 中也没有与之等效的产品，它应用广泛很受欢迎，购买价格几乎不会下降。LCC 还可以明确界定 GIS 的制造商与各设备用户之间的责任。

GIS 中的开关和断路器动作时，会在极短时间内（ns）产生过电压，过电压的峰值可以达到标幺值的 2 倍。GIS 内的“快速暂态过电压”影响较小，其作用时间比雷电过电压更短。但是，一部分快速暂态过电压能从 GIS 机箱的连接缝隙处释放



图 2. 13　GIS 的本地控制柜

到机箱外，如电流互感器绝缘外壳接头处或 $SF_6$空气 – 套管接口处。金属外壳连接处产生的接地过电压，会在绝缘连接点和接地部分引起小火花，不过它携带的能量较小，不会伤害到人。但如果快速暂态过电压进入到控制电路，就会导致控制设备的误操作。固态控制设备极容易受影响，需将控制电路隔离或接地。介于这个原因，GIS 控制电缆屏蔽层必须接地，在设备和本地控制柜端使用同轴接地套管，或在电缆接入设备时通过短连接将其连接到控制柜外壳上。

## 2. 2. 12　气体监测系统

$SF_6$气体的绝缘性能和关断能力取决于气体的密度，正常运行时该密度需达到设定的最低等级。$SF_6$气体的压力会随着温度的变化而变化，因此要使用机械式或是电子式温度压力补偿装置来监测气体的等效密度（见图 2. 14）。GIS 中充满的 $SF_6$密度要远高于设定的实现绝缘和关断能力的最低密度，可以让 GIS 泄漏 5% ~ 20% 的 $SF_6$气体，而不致影响绝缘及关断能力。这个密度警报装置在气体泄漏时可以提供告警信号，这个信号可以根据实际情况操作断路器和隔离开关，改变 GIS 况态。由于测量气体的压力比测量它的密度更容易，气体监测系统可以是一个压力计

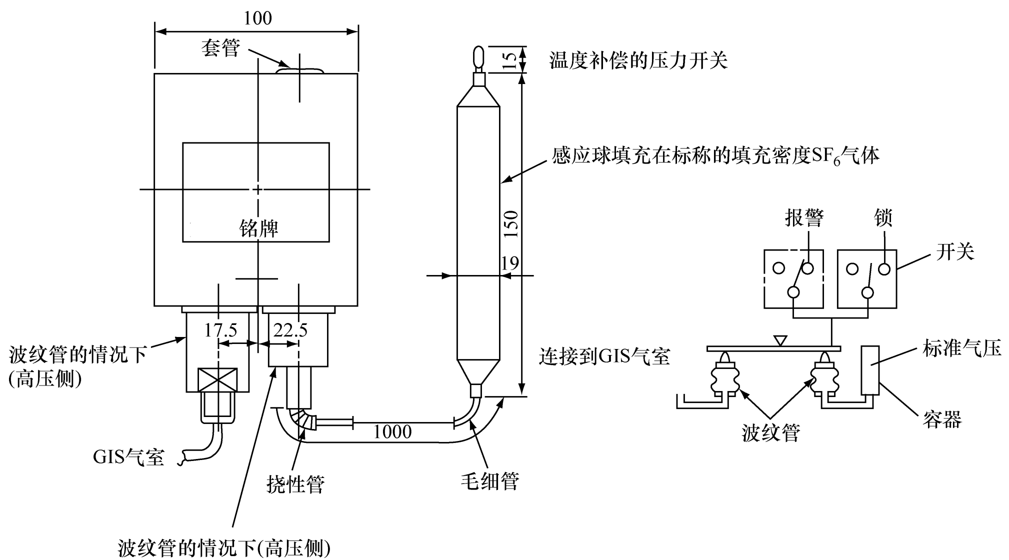



图2.14 GIS中$SF_6$气体密度监测

量系统。之后通过已知转换表将测得的压力与温度转化为密度。基于微处理器的测量系统能够提供$SF_6$气体的压力、温度、密度甚至合适的气体百分比。这些同样也可以用来计算$SF_6$气体的泄漏率。但是，最重要的是它比机械式温度压力补偿装置价格要高得多，因此只有在用户提出需求时，才会使用。

## 2.2.13 气室与监控区

为达到处理气体目的，利用气体屏障绝缘体将GIS分割成不同的气室。由于电弧形成于断路器，因此它通常位于自己的气室中。同一时间，气体处理系统可以处理和储存1000kg的$SF_6$气体，但所需的时间长度较长，大多数GIS用户难以接受。因此，把GIS划分成小于几百公斤的小气室。这些小气室可以连接外部旁路管道以产生较大的气体密度监测区。GIS的电气功能都是基于三相的，因此可以将单相的GIS并联起来作为一个总的监控区域。不形成大型气室的主要原因有：因一个气室故障，导致其相邻气室受到污染，大量$SF_6$气体泄漏而没有发出气体流失警报。若对应小气室，则更容易找到泄漏点。当然，大气室与小气室在有相同程度泄漏的时候，大气室在第一次报警和第二次报警间隔中有更多的时间添加$SF_6$气体。每个GIS制造商都有各自的标准来分别处理气室和气体监控区，当然，也将不断的修改这些标准来满足GIS使用者的要求。

## 2.2.14 电气和物理布局

对于任意一种电气单线图，通常会有多种可能的物理布局。GIS的型号、尺

寸、连接线等都应该考虑在内。图 2.15 为 GIS 的一台半断路器接线方式的“自然”物理布局和“线性”布局。

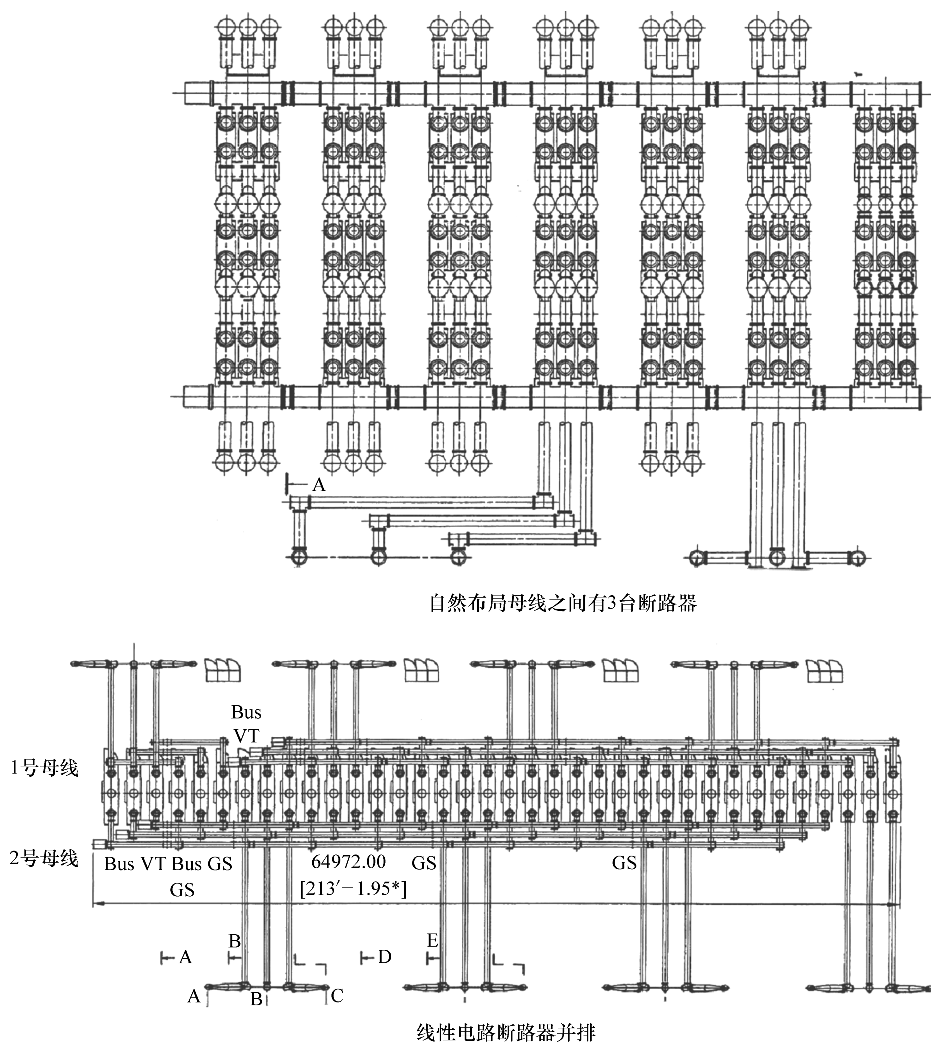



图 2.15　一台半断路器的接线布局

许多 GIS 在最初设计时是面向双母线、单断路器布局的（见图 2.2）。这种广泛使用的布局可靠性高、操作简单、易于保护、经济且占用空间小。通过将众多功能集成到 GIS 的各模块中，可以大大减少双母线单断路器布局的成本。图 2.16 所示为集成 GIS。隔离开关和接地开关结合为“三状态开关”，各母线模块连接相邻断路器。电缆连接模块包括电缆终端、隔离开关、接地开关、电压互感器和避雷器。

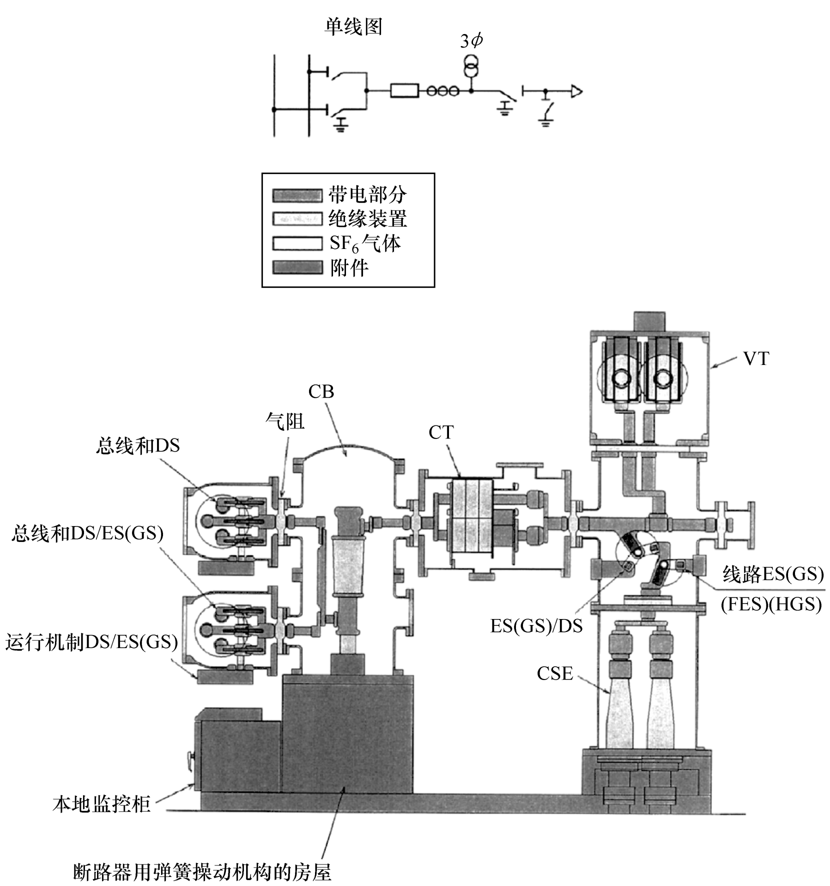



图 2.16　GIS 成套设备（综合功能）

CB—断路器　DS—隔离开关　ES—接地转换开关　GS—接地开关　FES—故障接地开关
HGS—快速接地开关　CT—电流互感器　VT—电压互感器　CSE—电缆密封头

## 2.2.15　接地

单独金属外壳的 GIS 模块是通过外壳的法兰、连接法兰的螺栓、外壳的接地板来实现电气连接。一些早期的单相 GIS 采用“单点接地”以防止循环电流在外壳流动。但尽管循环电流会导致外壳上的电气损耗，现阶段仍然是“多点接地”居多。三个单相 GIS 的外壳终端彼此相接，促进循环电流流动——这些循环的封闭电流可以削弱因电导电流而在外壳外面形成的磁场。三相 GIS 的外壳没有循环电流，但其外壳存在涡流，所以也应“多点接地”。“多点接地”和许多故障点到地面平行路径的存在，使得 GIS 的接触电压和跨步电压在 IEEE80 规定的安全水平线之内。

### 2.2.16　测试

GIS 的断路器、电流互感器、电压互感器、避雷器等设备没有特定的测试要求，这里不做详细介绍。GIS 所有组件中，具有代表性的莫过于通过断路器测试来确定 GIS 能承受的额定雷电冲击电压、开关脉冲电压、工频过电压、持续电流和短路电流。各种标准规定了测试水平和测试方法。工厂组装 GIS 的测试（包括断路器）包括工频耐压，电路电阻、泄漏和电流互感器的极性。GIS 组装之前的组件，如支撑绝缘子、电流互感器和电压互感器组件，要通过测试使其符合特定的要求。现场测试重复出厂测试。工频耐压测试是判断 GIS 内部是否清洁最重要的测试，主要检测导电粒子是否受到污染，如 2.1 节所述。联锁检查也非常重要的。因为 GIS 是电力系统中的关键部分，所以其他方面的测试也需要进行——例如，冲击电压测试。

### 2.2.17　安装

GIS 通常安装在混凝土浇筑的基底或室内地平面上。通常 GIS 的框架梁通过螺栓联接或焊接以支撑其预埋钢板。这里的螺栓也可以是化学螺栓，但不推荐使用膨胀螺栓。因为动态载荷时，断路器操作可能使其松动。大型 GIS 的安装可能需要在 GIS 各部分之间使用母线伸缩节进行现场调整，同时在某些情况下也为 GIS 提供热膨胀力。GIS 模块大小需根据最大实际组件设置，在较低的电压水平下，可以集成将两个或两个以上的断路器位置进行集成，从而缩小占地面积。GIS 的安装步骤如下：①用螺栓法兰进行物理模块联接；②连接导体；③排除气室的空气；④填充 $SF_6$气体；⑤控制系统连接；⑥现场测试。步骤②耗时较少而步骤③、④、⑤则耗时较多。高压 GIS 各模块彼此独立，在单台电流断路器处安装和测试需要约 2 周时间。对于低电压系统整体成型，在工厂连线，可以快速完成安装。

### 2.2.18　操作与联锁

GIS 提供的在线监测、控制、保护等方面的各种操作，除内部故障不能自动清除外，整体上与 AIS 设备相同，因此不能对 GIS 的内部故障实施重合闸。特别应注意隔离开关和接地开关的操作，若开关分断或闭合于负载或故障电流，开关动触头和静触头间的电弧会导致三相 GIS 的相间故障或是单相 GIS 的单相接地故障。GIS 的内部故障会造成严重的损害，GIS 的开关不像 AIS 一样可以被轻易快速的替代。GIS 气室中电弧加热气体亦会引起室内压力上升。极端的情况下，内部电弧会引起防爆膜动作，可能烧穿外壳。这样的热分解释放会导致 $SF_6$气体泄漏，对附近的人员造成严重伤害。为了 GIS 和人员的安全，合理安装安全联锁装置，可以保证相邻的隔离开关分断之前，断路器是断开的。

### 2.2.19　维护

经验表明，GIS 的各组成部分在金属外壳内可以得到很好的保护。它们没有老化，并且由于合适的材料选择和润滑油的作用，开关触头的磨损可以忽略不计。只有断路器的灭弧触头和灭弧室 Teflon 喷嘴寿命与操作次数、负载及故障电流大小成正比。由于触头及喷嘴的材料较为优异并且现代断路器分断时间较短，通常情况下，断路器经过数千次的负载电流分断操作和数十次故障电流分断操作之后才需要进行检查或更换。

除特殊场所的断路器如抽水蓄能电站，大多数断路器不会因操作过多而内检。所以大多数 GIS 不需要打开进行维护检修。外部运行机构和气体监测系统则需人工检查，依凭经验确定检查频率。

由于早期设备存在失效或长期腐蚀造成 $SF_6$气体泄漏的问题，同时，这些早期的设备可能已经不再生产，甚至制造商可能已不再营业。因此更换这些早期 GIS 中的设备是十分必要的。如果空间允许，一个新的 GIS（甚至是 AIS）可能挨着原有的 GIS 建设，并将原 GIS 中系统转移到新 GIS 中。如果空间不够，GIS 可以先占用一个断路器的位置，在新老 GIS 之间，利用定制的接口母线分断，一次替换一台断路器来更新 GIS。

## 2.3　气体绝缘变电站的经济性

由于接地金属外壳及本地控制柜的使用规定与工厂装配高度匹配，GIS 的设备成本自然高于 AIS 设备。但安装一个 GIS 的成本则低于 AIS。而 GIS 的土地成本则远低于 AIS，因为 GIS 所需面积较小。这种成本优势随着电压等级的增加而增加，因为 AIS 的绝缘距离会随着电压等级的提升而显著增大。早期 GIS 项目总安装成本在 345kV 电压等级下与 AIS 相当。对于更高的电压等级，GIS 的预期成本比 AIS 小。然而，过去的 30 年里 AIS 设备的成本通过技术和制造水平的进步大大减少（尤其是断路器），但 GIS 的成本并没有显著降低。所以尽管 GIS 一直是一项成熟的技术，有经过验证的高可靠性和几乎不需要维护等性能，但由于其花费太多，只适用于有特殊需要的特定区域。目前，GIS 的成本正随集成功能（见 2.2.14 节）的出现而降低。随着数字控制系统在变电站的普遍应用，GIS 中昂贵的电磁式电流互感器和电压互感器将被更便宜的互感器代替，如光学传感器、或电容电压互感器和 Rogowski 线圈电流互感器。这些传感器所占空间较小，相对于 AIS，允许 GIS 中的更多间隔层成为全组装式的。安装和场地建设的成本相对较低，GIS 的尺寸优势更加明显。最近出现一新种技术，称为“混合技术开关设备”（混合型 GIS），就是在系统连接处使用 GIS 的断路器、开关、电流互感器、电压互感器但使用空气绝缘，这样可以降低 GIS 的成本，但是需要牺牲一些空间。这种方法特别适用于在不

扩大变电站区域的基础上扩建现有变电站。

## 参 考 文 献


1. Cookson, A.H. and Farish, O., Particle-initiated breakdown between coaxial electrodes in compressed $SF_6$, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-92(3), 871–876, May/June 1973.
2. IEC 1634: 1995. IEC technical report: High-voltage switchgear and controlgear—Use and handling of sulphur hexafluoride ($SF_6$) in high-voltage switchgear and controlgear.
3. IEEE Std. 1125-1993. IEEE Guide for Moisture Measurement and Control in $SF_6$ Gas-Insulated Equipment.
4. IEEE Std. C37.122.1-1993. IEEE Guide for Gas-Insulated Substations.
5. IEEE Std. C37.122-1993. IEEE Standard for Gas-Insulated Substations.
6. IEEE Std. C37.123-1996. IEEE Guide to Specifications for Gas-Insulated, Electric Power Substation Equipment.
7. IEC 62271-203: 1990. Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for Rated Voltages of 72.5 kV and above, 3rd edn.
8. Jones, D.J., Kopejtkova, D., Kobayashi, S., Molony, T., O'Connell, P., and Welch, I.M., GIS in service—Experience and recommendations, Paper 23–104 of *CIGRE General Meeting*, Paris, France, 1994.
9. Katchinski, U., Boeck, W., Bolin, P.C., DeHeus, A., Hiesinger, H., Holt, P.-A., Murayama, Y. et al. User guide for the application of gas-insulated switchgear (GIS) for rated voltages of 72.5 kV and above, CIGRE report 125, Paris, France, April 1998.
10. Kawamura, T., Ishi, T., Satoh, K., Hashimoto, Y., Tokoro, K., and Harumoto, Y., Operating experience of gas-insulated switchgear (GIS) and its influence on the future substation design, Paper 23–04 of *CIGRE General Meeting*, Paris, France, 1982.
11. Kopejtkova, D., Malony, T., Kobayashi, S., and Welch, I.M., A twenty-five year review of experience with $SF_6$ gas-insulated substations (GIS), Paper 23–101 of *CIGRE General Meeting*, Paris, France, 1992.
12. Mauthe, G., Pryor, B.M., Neimeyer, L., Probst, R., Poblotzki, J., Bolin, P., O'Connell, P., and Henriot, J., $SF_6$ recycling guide: Re-use of $SF_6$ gas in electrical power equipment and final disposal, CIGRE report 117, Paris, France, August 1997.

# 第 3 章　气体绝缘变电站：母线/开关配置

3.1　介绍………………………………… 30
3.2　单母线配置………………………… 30
3.3　双母线/双断路器配置 ……………… 31
3.4　主母线和传输母线配置…………… 32
3.5　双母线单断路器配置……………… 33
3.6　环形母线配置……………………… 33
3.7　一台半断路器配置………………… 34
3.8　各种配置的比较…………………… 35

Michael J. Bio
Alstom Grid

## 3.1　介绍

变电站及变电设备的可靠性往往受多种因素影响，其中包括开关设备和母线的配置。母线/开关配置中常用的 6 种配置方式如下：

1）单母线配置；

2）双母线/双断路器配置；

3）主母线和传输母线配置；

4）双母线单断路器配置；

5）环形母线配置；

6）一台半断路器配置。

评估变电站及变电设备时需要考虑到设备维护、操作灵活性、继电保护、成本以及线路所连接的设施。本章对 6 个基本配置进行逐一分析，比较各开关设备和母线的配置的优劣，阐述各配置方式是如何影响可靠性和其他参数的。

## 3.2　单母线配置

单母线配置是最简单的母线配置形式，仅有一根母线，所有的馈线都直接和母线相连（见图 3.1 ）。

单母线配置的可靠性较低：即使选择合适的继电保护策略，主母线或主母线和断路器之间任意的故障都将导致整个设备的停运。

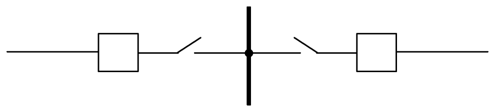


图 3.1　单母线配置

如果进行开关设备的维护，则线路的断开是必要的。此外，母线上发生故障时，整个系统必须断电。这就要求配备备用发电机或将负载切换到旁路，并尽量降低此种方式下负载的停电时间。

单母线配置的成本比较低，但操作的灵活性也较低。例如，将一路负载转移到另一路时，需要在变电站外安装额外的开关设备。

单母线配置的连接线路通常是辐射状的，因为所有馈线都连接到同一条主母线。馈线可以连接在其辐射方向上最近的点，从而减少变电站外部的线路交叉。

由于单母线配置可靠性较低，维护对系统影响较大，运行灵活性较低。因此适用于低负荷水平和低可靠性要求的场合。

由于单母线配置方式通常出现在变电站发展的初级阶段，在设计时应考虑变电站的最终配置状态，如将来会添加新的馈线、变压器和母线。随着负载增加，变电站的可靠性和操作能力也需逐步提高，如通过母线断路器减少母线故障时的负载下跌。

## 3.3　双母线/双断路器配置

双母线/双断路器配置提供给单线路两台断路器和两条母线（见图 3.2）。

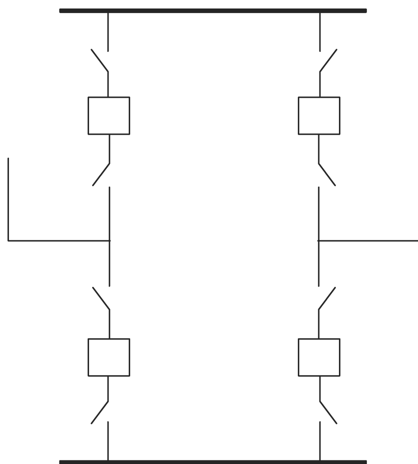


图 3.2　双母线/双断路器配置

由于每回线路包含两台断路器和两条母线，单一母线故障可以在不中断任何馈线和负载的情况下进行隔离，并且单馈线故障不会影响到其他馈线或母线。因此，该配置方式可靠性较高。

双母线/双断路器配置下的开关设备维护较为容易，开关设备可以根据需要停止运行，馈线可以通过局部的倒闸操作继续运行，即双台断路器中运行一台。

显然，由于使用了两倍数量的开关设备和母线，相对于简单的单母线配置，其成本将大幅增加，尤其对于低效益的变电站。此外，继电保护的整定也更加复杂，并且需要更多土地资源。

双断路器/双母线变电站外部线路连接一般不会互相影响，但可能会占用大量的土地留作后续变电站扩容。

这种配置方式操作灵活性较高；馈线可以通过母线段的开关倒闸操作而获电。

双断路器/双母线配置方式适用于对可靠性要求高、停电时间少的场合。该配置方式可以扩展成其他类型，例如环形母线或一台半断路器结构，这些将在之后进

行介绍。

## 3.4　主母线和传输母线配置

主母线与传输母线配置连接了主母线和传输母线（有时被称为检测母线）间所有的线路。其中还包括一台母联断路器和连接两条母线的联络开关（见图3.3）。

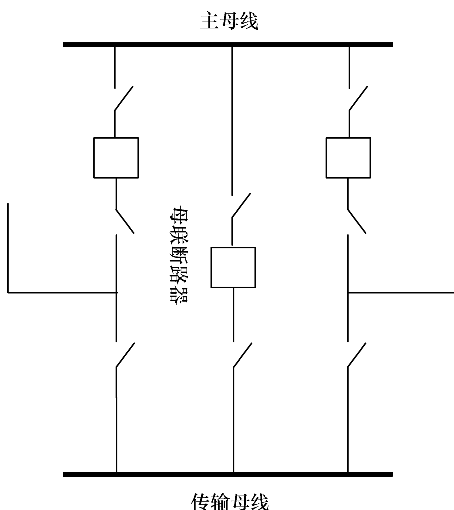



图3.3　主母线和传输母线配置

该配置与单母线配置类似，正常运行时，所有线路都和主母线相连，所以可靠性较低，主母线故障时所有线路将断电。

但是，若将需要维护的断路器所在线路连接传输母线，则可在不停电情况下进行维护。传输母线在系统正常运行时一般是不通电的。当断路器需要维护时，传输母线首先通过联络断路器通电。然后线路上传输母线周围的开关闭合，需维护的断路器两侧隔离开关断开。这样就有将维护断路器所在的线路转接至母联断路器，避免负载失电。如果系统中没有母联断路器而仅有母联开关，那么有两种方式进行切换。第一种方式是通过闭合线路开关（最接近传输母线的开关）将要维护的线路转接至某一条运行线路，一台断路器承担两条线路的负载。这样需要对负载有变化的断路器进行特殊的继电保护设置。第二个方式是在没有继电保护的情况下将需要维护的线路直接连接到主母线。显然，第二种方式在设置变电站外瞬时继电保护（重合闸或保险丝）时，应考虑减少维修线路时故障而导致更大范围的停电事故。

由于添加了传输母线和开关设备，所以主母线和传输母线配置的成本比单母线配置要高。此外，如果是低矮变电站，则需要更多的土地。

线路的连接并不复杂。如果没有安装母联断路器，为了维护方便，需考虑正常的线荷载。如果线路满载或者接近满载，需要进行负荷转移，或者采用类似处理单母线配置的维护方案，如临时发电机供电等。

主母线与传输母线的配置是较为基础的配置方式，单独的母线故障将导致整个变电站断电。若母线负荷等级上升，应采用主母线联络断路器，尽量减少因意外而导致减载。

这种装置的另一特点是主母线可以停电，线路由传输母线供电而不会断电，但

应考虑采用变电站外的保护（重合闸或熔断器），以减少维护时电路故障引起的变电站停电。

这种类型的配置主要应用在对可靠性要求不高的场合。

## 3.5　双母线单断路器配置

双母线单断路器配置中各馈线与两条母线相连，两条母线之间连一台母联断路器。母联断路器常闭，这样各馈线可从双母线中的任一母线获电运行，从而实现了较高的可靠性和较好的操作灵活性。例如，其中一条母线故障不会影响到另一条母线。若母联开关保持常开，则系统失去了上述优势，配置方式简化为两个单母线配置（见图 3.4）。

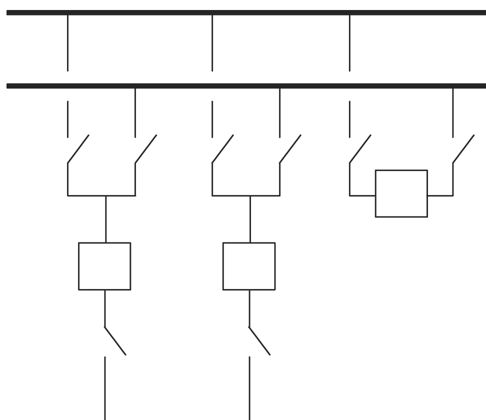


图 3.4　双母线单断路器配置

为了保证母线负载转接的灵活性，该配置的继电保护将变得较为复杂。考虑到运行情况多样，运行步骤需要做的尽量详细，从而确保该配置的正常运行。若母联断路器失灵，则整个变电站将停运。

双母线单断路器装置在维护上较为简便，尤其是对母线的维护，但是各断路器的维护仍然需要像单母线配置那样切换和停运。

这种配置在单母线配置的基础上添加了母线和开关装置，成本将超过单母线配置，采用这种装置的低矮变电站也需要更多的空间。另外，变电站内的母线及线路通道安装也和单母线配置相似。

对负荷转换和供电可靠性要求都较高的场合适合采用这种配置。虽然可以考虑增加一条传输母线来实现维护的便捷，但这将涉及额外的开关装置和更大的空间，从而增加变电站的成本。

## 3.6　环形母线配置

正如其名所指，所有的断路器呈环形布置，两两之间由电路连接。站在可靠性的立场上，该配置提高了环网的可靠性。因为若继电保护配置合理，环网外母线故障会造成该条线路停止运行，而环网内任一设备故障对其余设备没有影响（见图 3.5）。

环形母线配置的继电保护设计更加复杂，可能需要多个继电器来保护单条线

路。需注意的是，该配置下的母线和开关装置必须具有相同的载流量，因为开关工作位置不同电流将发生变化。

从维护的角度看，环形母线灵活性良好。两台断路器中任意一台进行维护，另一台可以继续运行，提供保护。可以在不转移或切除负荷的情况下维护其一断路器。

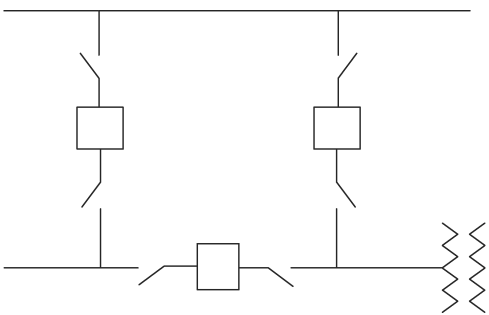


图3.5 环形母线配置

同样，两条线路中任一线路故障后可以将其隔离，不影响另一线路的正常运行，因此环形母线配置具有很好的运行灵活性。

环形母线可能比单母线、主母线和传输母线以及双母线单断路器等配置方案的成本更加昂贵，因为即使两个断路器中的一个可在配置中共用，整个环形母线仍需要两个断路器。

环形母线配置适用于有高可靠性及良好适用性要求的场合。环形母线配置除成本较高之外还有以下一些缺点：（a）环路中的断路器数量较多，可能引起“断路器拒动”，导致整个变电站停电；（b）由于物理拓扑结构可行性的限制，馈线数量较为有限；（c）线路围成一个环形母线，以维持可靠的结构，这会增加母线和线路方面额外的工作。例如，为了确保运行可靠性，电源线路和负荷线路需要相邻连接。若两条电源线路相邻，出现断路器拒动将使整个变电站断电。因此，采用环形母线的低矮变电站会占用较大的土地面积。

## 3.7 一台半断路器配置

一台半断路器的配置是在两母线间设置三台断路器，单一母线等效拥有一台半断路器。在许多案例中，该配置方式都是由环形母线配置升级得到（见图3.6）

与环形母线类似，这种配置提供了较高的可靠性及适当的继电保护操作性，单条出现线路故障不会中断任何其他线路。并且和环形母线不同的是，母线段故障不会使任何馈线上的负载停电。

在此配置方式下，维护单个母线和邻近断路器不用转移或切除负荷，因此维护较为容易。

其继电保护方式与环形母线类似，需要额外的附加设备，配置的复杂和昂贵程度比之前所述的大多数配置高。

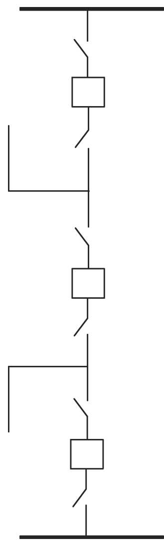


图3.6 一台半断路器配置

一台半断路器配置方式可以根据需要进行扩展。详细的规划此配置方式下变电站扩展方案，可以使变电站外的线路冲突降至最低。

这种配置的成本与回路数目相对应，但基于该配置方式可靠性好、操作灵活、易于维护，因此价格较为公正。

显然，采用这种配置占地面积较大，且电压越高，需要的间隙和区域越大。

## 3.8　各种配置的比较

作为上述讨论的总结，表 3.1 是各配置关键参数的相对成本比较，读者可进行参考。以单母线配置为基础，即单母线配置成本为单位成本，其他方式配置成本以该单位成本为基础。相关的成本参数假设如下：(a) 每个配置只考虑两条线路；(b) 138kV 为配置的电压等级；(c) 估算依据包括母线、开关和断路器，不考虑死端结构、围墙、土地或其他设备和材料，以及 (d) 所有的设计为低矮变电站。

**表 3.1　母线/开关配置对比表**

| 配置 | 可靠性/运行 | 成本 | 可用面积 |
|---|---|---|---|
| 单母线 | 低可靠性——单点故障可能会导致整个网络断电。操作灵活性受限 | 低成本（1.0）——较少的元件 | 较小面积——较少的元件 |
| 双母线双断路器 | 高可靠性——附加设备；单回路或母线故障只隔离故障元件。拥有更好的操作性和维护的灵活性 | 高成本（2.17）——额外的设备和较多的材料 | 较大面积——较多的设备和较多的材料 |
| 主母线和传输母线 | 低可靠性——类似于单母线结构，但操作和维护的灵活性得到提高 | 中等成本（2.06）——与单母线相比较多的设备和材料 | 较小面积——以尽量减少土地使用 |
| 双母线单断路器 | 中等可靠性——与母联断路器相联，母线段和线路是隔离的。良好的操作灵活方便 | 高成本（2.15）——更多的设备和材料 | 较大面积——较多的设备和材料 |
| 环形母线 | 高可靠性——单线路或母线分段故障可以进行隔离。操作和维护的灵活性不错 | 中等成本（1.62）——额外的元件和材料 | 中等面积——依赖于变电站发展的程度 |
| 一台半断路器 | 高可靠性——总线故障将不会影响任何线路且电路故障时只隔离故障部分。操作和维护的灵活性较好 | 中等成本（1.69）——成本相对于可靠性和操作灵活性的提高较为合理 | 较大面积——较多的元件。随着电压等级升高占地面积提升 |

显然，这里所用的方法只是评估变电站或开关站构建的开始。根据可靠性、操

作灵活性、土地可行性以及相对成本确定变电站类型后，需要进行全面的评估。在评估中还需要考虑其他因素，如变电站的开发成本、馈线的最终数量、所需土地、土壤条件、环境影响、配置复杂程度、变电站线路等。随着线路数量的增加，表中所示成本的相对差异可能不再有效。这些类型的研究可能需要消耗大量的时间和金钱，但最终将提供一个变电站建立所需的成本和配置方式。

# 第 4 章 高压开关设备

David L. Harris
SPX Transformer Solutions (Waukesha Electric Systems)
David Childress
David Childress Enterprises

4.1 简介…………………………………… 37
4.2 运行环境条件………………………… 37
4.3 隔离开关……………………………… 38
4.4 负荷开关……………………………… 48
4.5 快速接地开关………………………… 51
4.6 电力熔断器…………………………… 52
4.7 电路转接器…………………………… 54
4.8 断路器………………………………… 55

## 4.1 简介

高压变电站的设计必须考虑设备的安全操作和维护。开关设备用来提供隔离、空载转换（包括线路充电电流的切断、环流的分割以及磁化电流的切断）、负载转换以及切断故障电流。负载电流和故障电流的幅值和持续时间是选择配套开关设备的重要参数指标。

选定设备时还必须要考虑系统的运行和维护操作等因素。其中一个重要内容就是单相设备操作和三相设备操作的选择。高压电力系统通常被视为三相系统运行，但也必须考虑操作设备在单相模式运行下产生的不平衡情况。

## 4.2 运行环境条件

空气绝缘高压电气设备通常是按照特定的环境温度和海拔标准来制造的。设备的环境温度通常处于 -40℃到 +40℃的范围内，并且一般采用空气绝缘和空气冷却的方式。海拔超过 1000m（3300ft[㊀]）时需要降低额定值。

在高海拔地区空气密度会降低，使得空气的介电强度也降低，因此需要考虑降低设备的额定值。此时需要采取增加设备操作间隙（击穿距离）的措施，以补偿周围空气介电强度的降低。此外，由于高海拔地区空气密度的降低，会导致电流额定值普遍下降，因此冷却介质会散发与负载电流水平相关的损耗所产生的热量。然

㊀ ft，英尺，1ft≈0.254m。

而，相对于电介质降额，连续电流的降额很小，通常情况下可以忽略不计。在大多数情况下，电流降额是由通常处于高海拔地区的空气冷却器的温度偏移造成的。

## 4.3 隔离开关

隔离开关是一种机械装置，它可以连接电路，也可以在电路中隔离以下几个装置以提供明显的断开点：

1）断路器；

2）电路转接器；

3）电力变压器；

4）电容器组；

5）电抗器；

6）其他变电站设备。

隔离开关最主要的三个功能分别为：要求动作时可以可靠地断开和闭合，能够在不过热的情况下连续流通负载电流以及在故障电流流经的条件下保持闭合状态。隔离开关通常用于在维修变电站设备时提供一个明显的断开点。典型的情况就是隔离开关安装在变电站设备的任一边，用来提供一个明确的信息，即出于保障员工安全，电源导线是断开的。一旦开关处于断开状态，说明设备已经安全接地，从而可以保证工作人员的安全。代替便携式接地或除了便携式接地（作为安全备用的一种手段）可以配备接地刀闸来保证接地安全。接地刀闸的主要缺点是只能在特定不变的地点实现安全接地，而便携式接地开关可以实现在需要保证工作人员在任意位置实现安全接地。固定位置接地开关最常见的应用是使用带有电容器组的接地刀闸，实现消除电容组的陷阱电荷的作用。

隔离开关的主要作用是用来连续承受负载电流和在特定时间内承受瞬时性的短路电流（通常定义为短路电流幅值的几秒或几个周期）。它们为无负载切换、闭合或者断开电路而设计，其产生的电流是可以忽略不计或中断的（包括电容电流［线路充电电流］和电阻或电感电流［磁化电流］），或者是当开关两侧没有明显的电压差时（环流的分割［并联开关］）。它们是相对低速的开关设备，因此没有设计任何切断大电弧的功能。隔离开关也可以安装在旁路断路器或用于维护的其他设备旁边，还可以用于母线分段。通过抑制隔离开关的动作直到负载电流被相应的设备切断，联锁设备可以有效的防止导致变电站设备损坏的操作系列错误。这种联锁设备通常采用以下三种基本形式：

1）机械凸轮型（见图4.1）——用于联锁隔离开关和它的所有接地刀闸，防止当接地刀闸闭合时隔离开关合闸或隔离开关闭合时接地刀闸合闸。

2）按键类型（见图4.2）——只使用机械柱杆伸缩或由机电设备和电气辅助




图 4.1　机械凸轮式联锁装置




图 4.2　按键类联锁装置

开关触头或电磁阀组成的机械式推杆。它适用于很多应用中，其中比较典型的是联锁隔离开关和它的所有接地刀闸，将隔离开关中的接地刀闸和与其没有物理联系的同一电路的其他隔离开关联锁，或者联锁断路器和隔离开关（确保在隔离开关允许断开前，断路器处于断开状态）。

3）螺线管型（见图 4.3）——最常用于确保隔离开关断开前，断路器处于断开状态。

单相系统或三相系统操作也需要通过隔离开关来完成。操作装置通常包括允许操作人员站在地面就可以实现三相隔离开关的打开和关闭操作的装置。常见的隔离开关的手动操作装置包括摇柄（见图 4.4）和齿轮曲柄（见图 4.5）。还有一些不太常见的其他手动操作装置类型，如往复式或泵型的手柄或手轮。选择使用何种类型的手动操作装置通常是由实现隔离开关的操作必须施加的外力的大小决定。电力通用准则规定：额定电压为 69kV 以下，通过 1200A 或以下连续电流，通常采用摇柄操作装置；而额定电压 115kV 以上，通过 1600A 或以上连续电流，通常采用齿轮曲柄操作装置。因为不同类型的隔离开关有不同的操作要求，本准则可以基于使用隔离开关的类型的不同而变化。当将隔离开关的功能与诸如数据采集与监控系统（SCADA）这样的全方位性能监控系统集成时，若需要实现远程开关，那么自动运行装置（见图 4.6）也是可用的。这些自动运行装置可以通过变电站电池源供电或通过辅助交流电源来提供动力。一些自动运行装置采用内置电池来保持运行，这些装置的辅助电源通过一个 AC 到 DC 涓流充电器的交流电源来持续续航。一些变电站的位置比较偏远，虽然需要直流电源，但运送大量的蓄电池、铺设直流线路十分困难而且耗费的成本很高，这种拥有储能功能的电力自动运行装置（见图 4.7）便

很适合运用在这些变电站中。远程终端单元通常可用于帮助储能电力运行装置操作员提供远程输入的电信号，驱动这些电力自动运行装置。

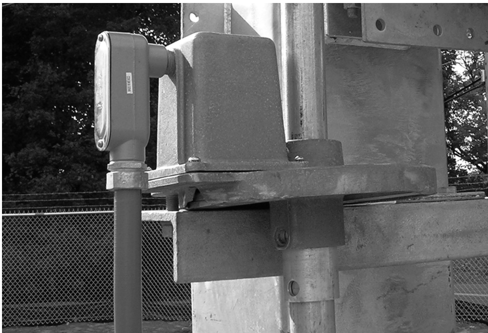


图 4.3　螺线管型联锁装置

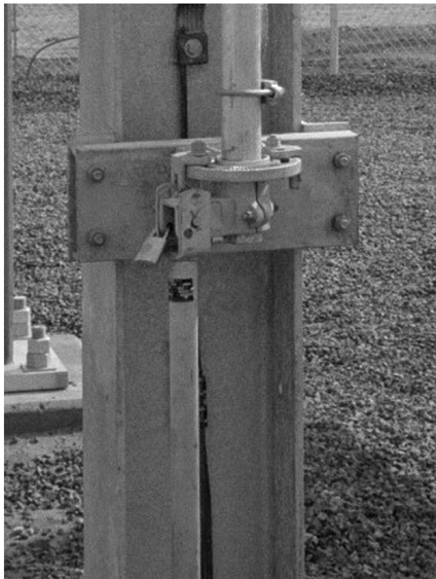


图 4.4　隔离开关摇柄

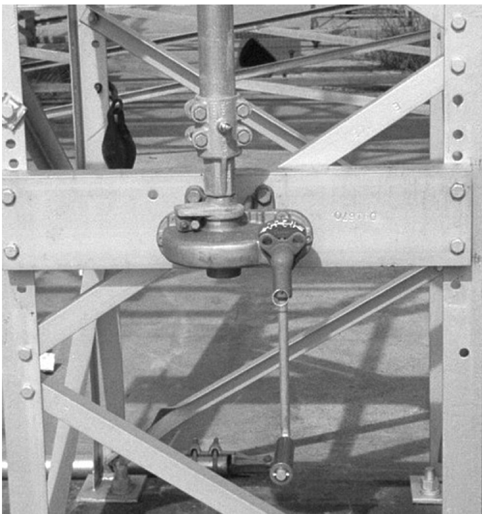


图 4.5　隔离开关齿轮曲柄





图 4.6　隔离开关自动运行装置




图 4.7　隔离开关储能自动运行装置

隔离开关有几种不同的安装形式，最常见的有水平安装（见图 4.8）、垂直安装（见图 4.9）和悬挂安装（见图 4.10）。



图 4.8　水平安装的隔离开关

隔离开关装置的开关叶片可以设计成垂直或水平操作的。可以采用以下几种配置，包括：

1）垂直式隔离开关（见图 4.11）。

2）双端式隔离开关（有时也叫双侧间断隔离开关）（见图 4.12）。

3）“V”式双端隔离开关（有时也叫“V”式双侧间断隔离开关）（见图 4.13）。

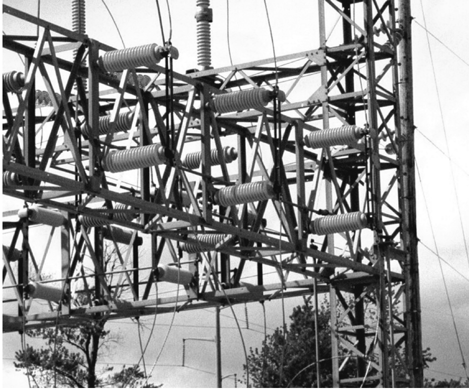


图4.9 垂直安装的隔离开关



图4.10 悬挂安装的隔离开关



图4.11 垂直式隔离开关



图4.12 双端式隔离开关

4）中心式隔离开关（见图4.14）。

5）“V型”中心断口隔离开关（见图4.15）。

6）单边式隔离开关（见图4.16）。



图 4.13　“V”式双端隔离开关



图 4.14　中心式隔离开关

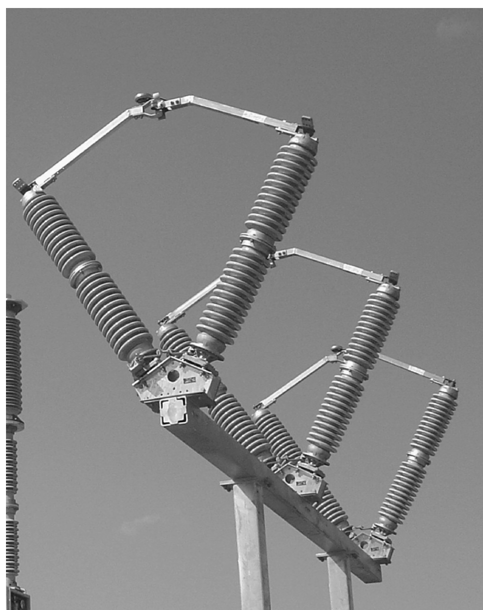


图 4.15　“V 型”中心断口隔离开关



图4.16 单边式隔离开关

7）垂直伸缩式隔离开关（有时也叫双臂伸缩式，半独立双臂伸缩式，或者膝式隔离开关）（见图4.17）。



图4.17 垂直伸缩式隔离开关

8）接地开关（见图4.18）。

9）操作杆式隔离开关（见图4.19）。

每种开关都有其特殊的优点，适用于特定的情况。

垂直隔离开关的适用范围最为广泛，是最普遍的隔离开关，可安装在最小相间距位置，其旋转叶片设计非常适合应用在寒冷环境中，因为其连接点的设计，也可以安装在高故障电流位置（见图4.20）。



图 4.18　接地开关

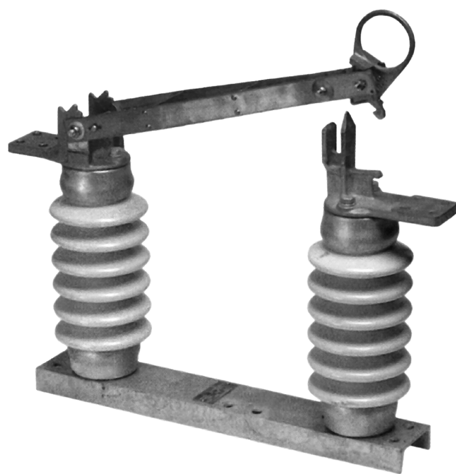


图 4.19　操作杆式隔离开关

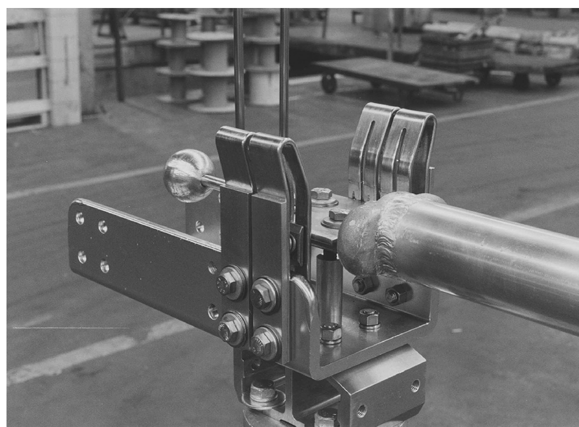


图 4.20　垂直式隔离开关的接触设计

双端隔离开关可以安装在最小相间距位置［采用如垂直隔离开关的相同相间距，因为在断开位置时，隔离开关叶片在电源和负载两方面都处于隔离状态（见图 4.21)］，可以安装在最小空中间距位置（一些垂直隔离开关不能安装的地方)，不需要平衡刀闸的位置，因为刀闸在操作期间不需要抬起（许多垂直隔离开关在打开和关闭操作时利用平衡弹簧来控制刀闸运动，减少需要的工作量)，其旋转叶片的设计也非常适合应用在严寒环境中（相比垂直隔离开关，双端隔离开关接触

配置的特点使得其更适合在严寒环境中应用)，因为其连接点的设计，也可以安装在高故障电流位置，因为其每一相的双端隔离作用，双端隔离开关比起任何单端隔离开关都更适合用于切断线路充电电流或磁化电流。



图 4.21 处于打开位置的双端隔离开关

“V”式双端隔离开关拥有常见的双端隔离开关的全部优点，但是有更多的优点：在所有不同类型的三相开关上安装此隔离开关都可以消耗最小的变电所空间，因为它们可以安装成一柱、两柱（见图 4.22）或三柱的水平结构（数量级由开关的电压等级和如地震等其他特定现场条件来决定)。

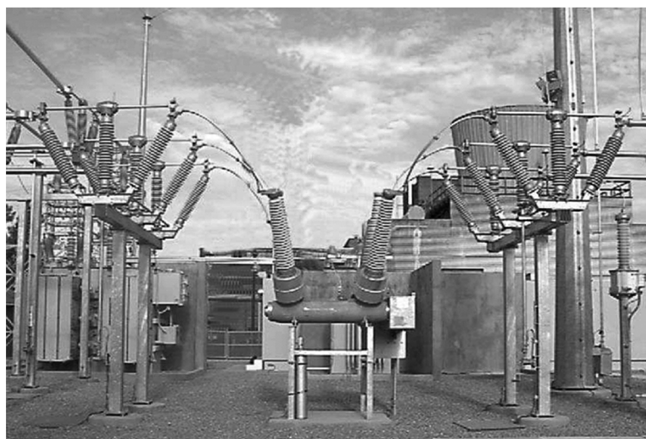


图 4.22 “三角”双端隔离开关水平两柱结构

中心式隔离开关也可以安装在最小空中间隙位置，但是比起垂直式隔离开关、双端隔离开关和“三角”式双端隔离开关来说需要更多的相间距离（中心隔离开关在打开位置时两个叶片中的一个需要通电)。每个三相开关只需要 6 个绝缘子（垂直式隔离开关，双端隔离开关和“三角”式双端隔离开关每相需要 9 个绝缘子)。不需要平衡刀闸的位置，因为刀闸在操作期间不需要抬起。这种隔离开关是垂直类型里最适合采用的三相开关设计类型（见图 4.23)，因为通过同步管道连接，在进行断开和闭合工作的操作期间，每相的两个叶片可以相互达到平衡。

“V 型中心断口”隔离开关拥有常见的中心隔离开关全部的优点，而且具有额

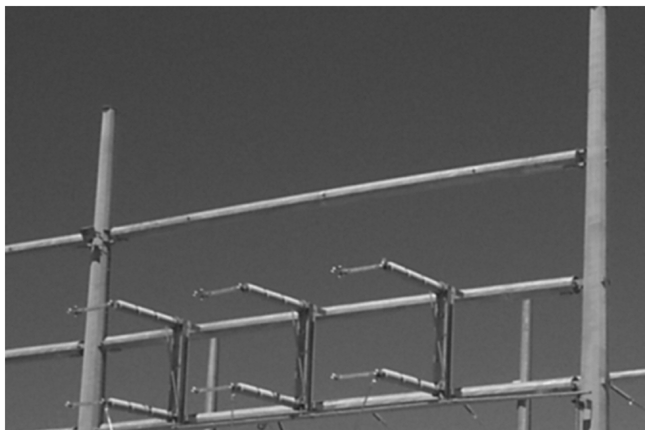


图 4.23　垂直安装中心式隔离开关

外的优点：这种隔离开关可以消耗更小的变电站空间，因为它们也可以安装成一柱、两柱（见图 4.24）或三柱的水平结构（数量级由电压等级和如地震等其他特定现场条件来决定）。

单边式隔离开关也可以安装在最小架空间距的位置。但是相比垂直式隔离开关、双端式隔离开关和 V 形双边式隔离开关，它需要更多的相间距离；单边式隔离开关的每个三相开关也只需要 6 个绝缘子（垂直式隔离开关，双端式隔离开关和 V 形双端式隔离开关每三相须有 9 个绝缘子）。不需要对刀闸的位置进行平衡，因为刀闸在操作期间不需要抬起。

垂直伸缩式隔离开关最常应用在超高压（EHV）线路中，通常应用在 345kV、500kV 和 750kV 装置中。美国公用事业部门只使用了很少的垂直伸缩式隔离开关，但是这种类型的隔离开关在欧洲和世界其他地区的应用相当普遍。

接地开关可以作为一个整体安装在上述任何类型的隔离开关上（见图 4.24）或者作为一个独立的装置存在（即不依附任何隔离开关）（见图 4.18）。接地开关常用来实现隔离开关、母线、电容器组的安全接地。就像前面提到的，当使用接地开关时，一般



图 4.24　整体连接于垂直式隔离开关上的接地开关

采用某种联锁方案以保证正确的操作顺序。

操纵杆开关是一个单相设备，它可以提供隔离、旁路（典型的是调速器、重合器或者电流互感器）、转移（如换备用电源供给负载）或者接地。

对于前面提到的所有类型的隔离开关，其相间距通常是根据变电站内母线系统来调节距离的。为了得到良好的电气性能，对于给定类型和电压等级的开关，相关标准规定了最小金属与金属的间距。

1970年以前，几乎所有的开关构造里面都含有铜部件，所以要求接地开关承载铭牌上标注的最大电流时温升不得超过30℃。直到1970年，越来越多的开关开始使用铝部件，出现了新的管理标准，规定承载铭牌上标注的最大电流时允许温升为53℃。国际标准允许开关流过最大允许电流时的温升为65℃。当涉及开关允许温升这一性能时，温升较小的开关意味着内部具有更好的电流流通能力；因此允许温升30℃的开关比允许温升53℃或者65℃的开关性能更好，允许温升53℃的开关比允许温升65℃的开关性能更好。

## 4.4 负荷开关

负荷开关是一种用针对特定电流的开断和关合的隔离开关。通过增加设备实现，增加的设备改变了金属接触点开断时最后一个触点的开关速度和金属接触点关合时第一处的开关速度，提高了开断时最后一处彻底断开的速度，或通过装电介质可以安全可靠地切断电弧的灭弧室来处理电弧。

招弧角（见图4.25）是加在隔离开关上，让开关切断少量空载电流或励磁电流的设备。招弧角切断电流的能力是由材料（通常为铜或不锈钢）、开关类型（垂直或双端、V形双端或中心、V形中心或单端断路器）、相间距、开关安装位置（水平直立、垂直或悬挂）等因素共同作用的结果。有些“标准”的招弧角可以在任意电压等级的开关上使用。标准的灭弧角没有切负载能力，所以不能够用它来实现切负载的功能，以免损坏隔离开关。同样地，标准灭弧角也没有环流分割的能力。



图4.25 安装于垂直负荷开关上的招弧角

高速招弧角（见图4.26）（有时也称为鞭角、速断、马鞭或速断鞭）是装设在隔离开关上使其具备切断少量空载电流或励磁电流能力的设备。这些招弧角切断

电流的能力与材料（通常为不锈钢或铍铜）以及开关接触部件与固定部件分离时的叶尖速度有关。这种速断鞭型招弧角适用于 161kV 及以下的电压等级；应用于 161kV 以上的电压等级时，速断鞭型会产生能够被看见或者听到的电晕。这种鞭型没有断开负载的能力，因此不能用于断开负载，否则将损害隔离开关。鞭型招弧角也不能够对环流进行分割。



图 4.26　安装于垂直断路开关上的高速招弧角

如果需要顺利切断环流、负载电流或较大的空载电流，可以让隔离开关配上绝缘介质（使用 $SF_6$气体或真空作为绝缘介质）来实现此功能。最常见的这些负载/线路/回路绝缘介质配上隔离开关是垂直负荷开关，当然有时也会使用单侧的负荷开关。在 30kV 及以下的线路中，中心负荷开关和 V 形中心断路开关也可断开负载/线路/回路。虽然 $SF_6$气体的负载/线路/循环灭弧室（见图 4.27）对所有电压



图 4.27　安装于 $SF_6$灭弧器上的负荷开关

等级都是单间隙的（要想成功断开必须要求每相的多个间隙之间没有电压差），应用于电压等级大于30kV的真空负载/线路/回路灭弧室包含有多个缺口。在34.5kV和46kV的电路中，每相需要2个真空腔；在69kV的电路中，每相需要3个真空腔（见图4.28）；在115kV的电路中，每相需要5个真空腔；在138kV的电路中，每相需要6个真空腔；在230kV的电路中，每相需要8个真空腔。真空断路器和$SF_6$断路器之间的差别是，$SF_6$灭弧室可以提供足够的电介质用以保证成功断开，且有仪表盘指示（见图4.29），这是真空灭弧室不具备的功能。这种仪表盘指示对保障员工人身安全是非常重要的，尤其是在一些手动操作负荷开关的场合。

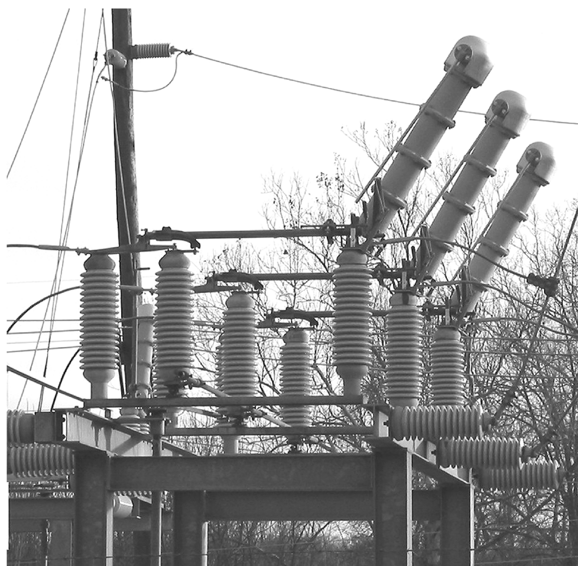


图4.28 带有多真空腔断路器的负荷断路开关

为了对一个给定的设备安装合适的附件（招弧角、速断鞭或负载/线路/回路断路器），能够测定出空载电流和/或励磁电流的大小是非常重要的。本书附件A的IEEE C37.32—2002《关于施工方案和规格中高压开关、总线支持、配件优先等级的美国国家标准》提供了一个给定电压等级下的输电线路空载电流计算的保守规则，以每英里线路函数的形式表示如下：

- 15kV 0.06A/mile
- 23kV 0.10A/mile
- 34.5kV 0.14A/mile
- 46kV 0.17A/mile
- 69kV 0.28A/mile
- 115kV 0.44A/mile

- 138kV　0.52A/mile
- 161kV　0.61A/mile
- 230kV　0.87A/mile
- 345kV　1.31A/mile



图 4.29　$SF_6$ 断路器的压力指示器

很多因素影响着线路空载电流的大小，包括以下几个方面：

1）相间距；

2）相对地距离；

3）大气条件（湿度、空气中的污染物等）；

4）同一线路走廊的相邻线路（特别是在不同的电压等级下）；

5）相邻线路的距离；

6）同一杆塔上已经架设或正在架设的线路（特别是在不同的电压等级下）；

7）已经架设的线路或正在架设的线路的距离；

8）导体配置［相位相同、相位相反、相并相（并排）、正三角形、倒三角形等］。

如果需要对线路空载电流的数值进行更加精确的测量，那么对于一个给定装置的精确数值可以通过分析前面所提到参数和系统部件的影响来计算，以代替前面的经验数值。

确定一个给定位置的励磁电流时，相对保守的方式是取变压器的满载情况下的1%。对于几乎所有的电力变压器，励磁电流的实际值都很小；如果想要得到一个更精确的数值，可以向变压器制造商咨询以获得给定变压器的励磁电流。正如在一个给定的安装设备中有多种因素影响线路空载电流的大小，也存在着很多因素影响励磁电流的大小。这些因素包括但不局限于，变压器铁心的设计、变压器铁心的材料、变压器绕组的设计和变压器绕组材料等。

## 4.5　快速接地开关

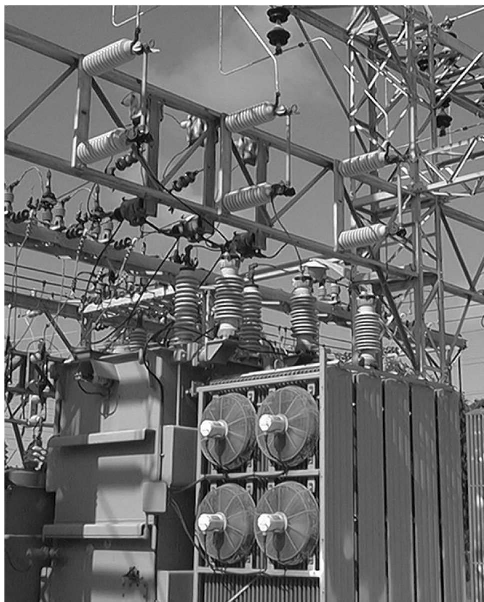
当增设其他保护设备的成本处于预算之外，且快速接地开关产生的系统干扰量是可以接受时，我们可以使用自动快速接地开关来保护电力变压器。该开关通常由释放弹簧机构驱动，以便完成“快速”的操作。接地开关动作会给接入电力变压器的高压母线的一相造成接地故障，通过有效地切除一相，来扰乱原来正常 120°

相位差的三相系统，使其成为相位差为180°的两相系统。这种系统的不平衡量会被远程的继电保护装置检测到，从而使给变压器提供电能的线路远端断路器跳闸，然后断开电路清除故障。该方案还使连接在远端断路器和变压器间的所有负载的施加电压中断，受保护变压器会承受一个暂态瞬时尖峰电压，会缩短变压器的使用寿命。一般情况下，系统除了利用快速接地开关，还会使用电动操作的隔离开关和继电保护系统来检测母线电压。当输电线路上没有电压时，继电保护系统的判断允许电动隔离开关动作，从而自动隔离故障的变压器，并且允许远程断路器的重合闸操作以恢复传输线的功能，以供应此线路上的其他负载。

接地开关方案依赖于电源输电线路继电保护来识别故障和通过断开远程断路器来清除故障的能力。由于故障属于瞬间跳闸响应，不是正常的水平，所以故障清除时间较长。跳闸时间的延长会使被保护设备承受额外的压力，所以在选择这种保护方法保护变压器时应考虑这一因素。快速接地开关通常用于相对较低的故障水平，因此由于跳闸时间延长而使变压器受到严重损坏的风险已经降低了。

## 4.6　电力熔断器

电力熔断器是保护小容量变压器（即变压器容量为15MVA或更小）（见图4.30）、电容器组、电压互感器和/或变电站中变压器的一种公认的方法。电力熔断器的主要用途是断开永久性故障。电力熔断器是代替电路开关或断路器保护的一种较经济的选择。熔断器保护通常仅用于电压等级在15～69kV之间的电路，但目前已经可以用于161kV电压等级的设备保护中了。


图4.30　电力熔断器保护电力变压器

为了提供最大的保护裕度，应选择尽可能小的熔断器额定值。闭合熔断器的优势是熔丝单元可以对一些二次故障提供后备保护的能力。对于常见的三角形－星形联结的变压器，熔断率为1.0的熔断器可以为相－地故障提供后备保护，概率低至二次满载负荷的230%。熔断率是指熔断器的额定值与变压器满载时的电流比值。由于具有低熔断率的特性，熔断器也可为配电、辅助输电或输电网络中的配电站远程提供线－地故

障的后备保护。

熔断器的额定值除了要考虑被保护变压器的满载电流，还必须考虑其他的参数。与其他的过电流装置的配合能力、承受峰值过负荷的能力以及责任重大等因素都可能需要提高熔断器的熔断率。电力变压器装设的熔断器一般要求能够承受高峰负荷，而不是断开负荷。如果选择熔断率过低的熔断器，还必须考虑到任何情况下的操作误动作存在的可能性。

在选择熔断器时，必须考虑到三相系统电压不平衡这一情况，需要重新复查电路中一条或两条熔断器熔断的可能性。不平衡电压可能会导致三相变压器中油箱升温或过热，进而损坏三相负载。在使用熔断器时，对于一些变压器的配置还必须考虑可能出现的铁磁共振。

熔断器使用中可得到时间－熔断和时间－修复曲线（标准、快速、中速、慢速、很慢），从而与其他系统保护设备配合使用。由于熔断器不存在临界电压，因此它们可用于电压等于或低于其额定电压的任何电路中。因为熔断器一般安装在电路的进线装置中（见图 4.31），所以它们不需要额外的装置，这为变电站的布局节省了空间。电力熔断器有 4 种安装方式：垂直、悬挂、45°斜悬挂和水平直立——绝大部分的电力熔断器采用整体垂直安装（见图 4.32）。



图 4.31　安装电力熔断器的进线结构



图 4.32　垂直安装的电力熔断器

## 4.7 电路转接器

电路转接器是用来克服变电站变压器中存在的一些缺陷的熔断器设备。具备六氟化硫气体灭弧功能的电路转接器起到断开三相电压的作用（解决不平衡电压的问题），且可以用来对瞬态过电压和负载电流过载时提供保护，并且其成本相较电力熔断器和断路器的成本具有一定的竞争力。此外，电路转接器还可以基于差动、瞬压、过电流继电器方案和如低油位、高油位、绕组的温度以及压力释放装置操作等关键的运行约束为变压器的故障提供保护。

早期的电路转接器被设计为一个电路断开器和一系列隔离开关的组合。在69kV以上的断开器和分级电阻中，这些早期的样机（见图4.33）每相具有多个断开间隙，因此有必要设置一些隔离开关。后来的样机在断开器方面有所改进：将成功操作所需要的间隙数量减少到每相只需一个，进而降低了使用和断开器串联的隔离开关的必要性。电路转接器现在可以用于垂直的断开器（见图4.34）的设计中，以及带有（见图4.35）或不带有（见图4.36）整体隔离开关的水平断开器的设计中。最早的电路转接器具有4kA对称原始故障电流的分断能力，经过后续的设计和改进，近年来生产的电路转接器已经能够具有8kA、10kA、12kA、16kA、20kA、25kA、31.5kA和40kA的对称原始故障电流的分断能力，最高分断值的电路转接



图4.33 每相具有多个断开间隙的电路转接器




图 4.34　不带完整隔离开关且垂直开断的电路转接器



图 4.35　带有完整垂直隔离开关且水平开断的电路转接器

器现具有等同于断路器的开断能力。电路转接器的断开时间也适当地缩减了，从初始的 8 个周期，到后来的 6 个、5 个、3 个周期，而 3 个周期是现在最常用的断路器的断开时间。不同样机类型、配置和年份的电路转接器具有不同的开断电压等级和开断速度。电路转接器在不断地发展，现已涉及到电力变压器保护、电线、电缆、电容器、线连或三级连接的并联电抗器等应用领域。电路转接器也可用在专门的应用上，如串联电容器旁路，以及最注重故障切断能力的负载/线路/环路的断开（由于故障切除能力不是安装有负载/线路/回路灭弧室的隔离开关或者安装有断开器的隔离开关的一项固有的特征）。



图 4.36　不带完整隔离开关且水平开断的电路转接器

## 4.8　断路器

断路器是指“能够闭合、流通和断开正常线路条件下的电流，并能够在规定时间内闭合、流通和断开回路，并且能够断开特定非正常工况下电流（例如短路

情况）的机械式开关装置。”（IEEE 标准 C37. 100－1992）。

断路器一般按照用于冷却和拉长电弧的灭弧介质来分类。断路器的类型有：

1）磁吹断路器；

2）真空断路器（见图 4. 37）；

3）压缩空气断路器；

4）油断路器［多油型（见图 4. 38 和图 4. 39）和少油型］；



图 4. 37　真空断路器




图 4. 38　单缸多油断路器



图 4. 39　三缸多油断路器

5）六氟化硫断路器（见图 4.40 和图 4.41）。



图 4.40　六氟化硫罐式断路器（一）




图 4.41　六氟化硫罐式断路器（二）

磁吹断路器只用在一些早期的开关装置上，且现在逐渐被真空断路器或六氟化硫断路器代替。真空断路器适用于开关装置和一些户外断路器，一般用在 38kV 及以下电压等级的线路上。

压缩空气断路器常用于超高压（≥345kV），现已不再生产，并逐渐被六氟化硫断路器代替。

在过去，油断路器广泛应用于电力行业，但在现阶段的新型装置中，油断路器已逐渐被其他类型的断路器替代。油断路器分为两种，多油型（罐式）的设备大多数用在美国；少油型（活槽型）的设备在世界其他一些地区的应用比较广泛。多油型断路器可分为单罐型（见图 4.38）或三罐型（见图 4.39），69kV 及以下电压等级的电路中可使用单罐或三罐油断路器，115kV 及以上电压等级的电路使用三罐油断路器。多油型断路器体积很大故需要较大的地基空间，以便支撑其重量和在操作过程中出现的冲击负荷。环境问题和规章制度强调了油的密封性的重要性，且油断路器的日常维护的成本高，再加上六氟化硫断路器的发展和广泛使用等因素，导致目前的新型设备选择使用六氟化硫断路器而非油断路器，也有很多设备都开始

更换原有的油断路器转而使用六氟化硫断路器。

油断路器在很长一段时间内没有任何发展。灭弧室的设计利用了电弧，当触头分离，断路器开始动作。电弧分解绝缘矿物油产生氢气。这样的断路器使用气体作为冷却介质来冷却电弧，并在电流通过零点时通过栅格（灭弧槽）加压拉长电弧使电弧熄灭。

真空断路器使用的灭弧室是一个在高度真空中的包围动触头的小圆柱体形状。当断路器工作时，触头部件和产生的电弧导致触头侵蚀。电弧产物立即被迫沉积在触头周围的金属区域。如果没有重燃电压支撑电弧，电弧就会迅速熄灭。

真空断路器广泛用于电压等级高达38kV的金属开关设备中。真空断路器的小体积确保其在开关设备的一个垂直部件中可垂直堆叠成双层配置，和早期的空气磁吹断路器技术相比，大大的节省了空间和材料。当用于户外断路器时，美国市场上通常将真空腔装在一个金属柜或罐式充油槽中。

气体断路器通常采用$SF_6$气体作为断开和绝缘介质。在“单冲程”机制中，断路器在冲程打开期间压缩气体，作为转移介质用来冷却电弧，并在电流通过零点时通过栅格（灭弧槽）加压拉长电弧使电弧熄灭。在其他设计中，则是用电弧加热$SF_6$气体所产生的压力来拉伸和熄灭电弧。一些较老式的双压$SF_6$断路器利用一个泵提供高压$SF_6$气体来熄灭电弧。

气体断路器一般在6~7个大气压的环境下工作。$SF_6$气体的介电强度和断开性能在低气压的环境中大打折扣，这是低温环境造成的影响。在低温（环境温度在-40℃）时，多油气体断路器通常由油箱加热器加热，以保证气体为蒸汽状态，不允许气体液化；液化的$SF_6$气体断路器的开断能力明显下降。在极冷温度（环境温度在-40℃和-50℃之间）时，$SF_6$气体通常混合其他的气体，氮气（$N_2$）或者四氟化碳气体（$CF_4$），用来防止$SF_6$气体液化。选择何种气体混入$SF_6$是给定地点的临界标准，其中考虑到介电强度和开断额定值这两方面。$SF_6-N_2$的混合气体减小了断路器的开断能力，但基本可保持设备的介电强度，而$SF_6-CF_4$的混合气体降低了断路器的介电强度，但基本可维持设备的开断能力。然而，对于极冷温度下的气体断路器，没有任何的气体或者气体混合物可以同时满足介电强度和开断能力这两方面的要求。无论任何环境温度下，如果想要保证断路器正确和可靠运行，监测气体断路器中$SF_6$气体的密度是至关重要的。大部分多油$SF_6$气体断路器具有密度监测开关和一个两阶段的报警系统。若阶段1（俗称报警阶段）发送信号到远程监控的位置，则表明该气体断路器发生气体泄漏事故，若阶段2发送信号，表明该断路器的气体已泄漏到断路器无法正常工作的水平，不能及时清除故障电流。一旦气体断路器的报警系统达到第二阶段（俗称锁定期），断路器要么保持开断状态，拒绝任何重合闸信号，直到低气压的状况得到改善；要么保持在闭合位置，忽略任何的跳闸信号，直到低气压的状况得到改善。断路器是保持闭合或者保持断开状态，则根据用户的需求来选择，由断路器生产厂商预设。

断路器有柱式、壳式或接地箱式的设计类型。壳式是指开断发生在接地外壳，并且电流互感器安装在断点（灭弧室触头）的两侧。灭弧室的维护是在地面上进行的，且相比于柱式设计提高了抗震能力。套管（更准确的可以描述为气体填充库，因为不同于在多油断路器上安装的电容式套管，气体断路器没有真正的套管）用于线路和负载的连接，因此允许安装套管的电流互感器用于中继和进行小成本测量。多油断路器需要额外的绝缘油或气体（即所需要的绝缘油和气体的量超过实现成功开断和维持介电强度所需要的量），以保证断路器和接地箱式外壳之间的绝缘。

柱式是指开断发生于线电位所在的箱体处。柱式断路器有一个安装在绝缘子且处于线电位的灭弧室。这种方法保证了模块化设计，灭弧室可以进行串联连接，以在较高电压状态下操作。一般情况下，触头是通过一个绝缘操作杆或旋转杆由操作员在地面上控制瓷绝缘部件进行操作。这种设计可减少石油和天然气的使用，因为接地箱式外壳的绝缘并不需要额外的石油或天然气。当需要时，柱式的设计也可随时加入预插入电阻或分级电容。因为柱式断路器设计的重心较高，故需要特别考虑其抗震能力，柱式断路器需要独立的固定框架且具有独立的电流互感器。

接地箱式是指开断发生在线电位和地电位相交的外壳中。虽然接地箱式断路器的电流互感器安装在断点（灭弧室触头）的同一侧，但其中继能力仍类似于多油断路器。接地箱式断路器就是柱式断路器的灭弧室安装成多油断路器灭弧室的结果。

开断时间通常用周期表示，是指在额定控制电压下触发跳闸电路和通过所有三极主触头开断电路的最大可能延迟时间。这适用于在额定短路电流的 25% ~100% 范围内的所有电流值。

断路器的额定值必须进行精密的测试。电压和开断额定值以最大工作电压额定值表示，如额定电压值为 38kV 的断路器适用于 34.5kV 电压等级的电路。IEEE C37.06 指出断路器有一个可操作电压范围的因数，称为 $K$，见附录表 3。对于一个额定电压为 72.5kV 的断路器，其电压范围是 ±1.21kV，这意味着该断路器适用于额定开断电压为 60kV 的电路。

在一些特定操作时断路器的额定值需要进行校验。进行重合闸操作的应用程序需要进行校验，以确保断路器的占空比不会超出范围。有些操作比如失相转换或电容器组背对背切换也需要进行额定值校验，甚至可能会用到某些特定功能/特定用途/专用断路器，以确保在故障开断时断路器能够正常运行。

# 第 5 章　高压电力电子变电站


5.1　简介………………………………… 60
5.2　高压直流换流器…………………… 61
5.3　柔性交流输电系统控制器………… 78
5.4　换流技术在智能电网和电网接口中的应用………………………………… 85
5.5　控制和保护系统…………………… 90
5.6　损耗和冷却………………………… 93
5.7　土建工程…………………………… 93
5.8　可靠性和适用性…………………… 94
5.9　前景展望和未来趋势……………… 96
致谢 ………………………………… 99
参考文献 …………………………… 99



Dietmar Retzmann
Siemens AG
Asok Mukherjee
Siemens AG


## 5.1　简介

前面章节讲述了关于气体绝缘变电站（GIS）、空气绝缘变电站（AIS）、高压开关设备方面的内容，这些内容在原则上也适用于交流电路的高压电力电子变电站。本节主要讲述的是变电站（该变电站是以电力传输为目的）中电力电子控制器的具体问题。

输电线路和自换相换流器方面的电力电子装置在过去几十年间快速发展，使得电力传输技术有了重大进展，导致了更先进电能传输系统的出现，但这就需要配置较为特殊的变电站。高压电力电子变电站中最重要的部分就是换流站，尤其是在高压直流（HVDC）输电系统中[1]。对柔性交流输电系统（FACTS）[2]来说，控制器则是最重要的部分。

电力电子装置有很多重要的用途，对于解决电力系统中的许多技术问题是十分必要的，还可以十分显著地提高传输容量和系统稳定性[3,4]。未来的电网必须是灵活、安全、经济、环保的[5]。在智能方案和创新技术的帮助下，可以很好地解决电网对这些方面的要求。因此，HVDC 和 FACTS 设备在未来的电力系统发展中起着越来越重要的作用。交直流混联系统将会使电力系统更加高效、低耗，而且还可以使潮流有更好的可控性，这样就可以进一步预防因为扰动和停电引起的一系列问题[6]。

高压电力电子变电站的组成中必不可少的设备有换流阀、带专用控制和保护系统的 FACTS 控制器，以及一些辅助设备。此外，除了前面章节介绍的传统变电站的组件部分，还有整流变压器和无功补偿设备，包括谐波滤波器和相关设备，或者是整体解决方案或平台，以及一些辅助设备。

虽然一些电力电子变电站使用的是空气和气体组合绝缘的方式，但是大多数高压电力电子变电站采用的是空气绝缘方式。通常情况下无源谐波滤波器、无功补偿设备和直流平波电抗器是采用空气绝缘并且安装在室外的。如果有特殊的环境状况或特别要求，无源组件可以选择采用室内装置。除了室内装置和成套装置外，一般情况下，电力电子器件（换流阀、FACTS 控制器）、控制和保护电子装置、有源滤波器和大多数的通信与辅助系统都是采用空气绝缘的。

电力电子变电站对基本环境因素、接地、防雷、防震和常规防火设备的要求与其他变电站是一样的。另外，高压电力电子变电站可能发出电磁干扰和可听噪声，因此需要特殊的屏蔽装置。虽然如今的各组件一般是不可燃的，而且电力电子装置中用于绝缘或屏蔽作用的材料也是加有阻燃剂的[7,8]，但是电子电路中含有高功率密度电流，因此还是应该把额外的消防设备作为一种特殊预防措施来对待。

像 IEEE、IEC 和 CIGRE 这样的国际技术协会仍然在不断地增加新的技术标准，同时传达信息、维护数据统计和促进高科技电力工程领域的知识交流。在 IEEE 中，解决高压电力电子变电站部分的成员是 IEEE 电力工程委员会和高压电力电子附属委员会。可以通过登录 IEEE 网站（www. ieee. org）获得相关资料。

## 5.2　高压直流换流器

换流器使电能在不同相角和相同频率或不同频率的两个系统之间的相互交换成为可能。最常见的换流站是 HVDC 输电中把交流电变为直流电的整流器。无论是短距离还是远距离输电，高架线还是地下电缆输电，HVDC 输电系统都是以独立频率、独立相位为基础进行电能传输的，因此具有快速可控性[9]。现在最基本的两种 HVDC 换流站形式有：背靠背（交流变直流再变交流）换流站形式和远距离输电终端站形式。这两者都可以用于连接非同步的交流系统，或者实现同步交流电网的并列运行。图 5.1 给出了 HVDC 系统几种可能的结构形式及一些参数（本案例来德国自西门子股份公司，其他制造商的产品与此相似）。

HVDC 换流器通常用于两个非同步的交流系统之间的电能传输。例如，北美的西部电网和东部电网之间的连接，德克萨斯 ERCOT 电网与魁北克电网的连接，南美洲电网采用的是 50Hz，而日本采用的是 60Hz。背靠背式 HVDC 换流器，可以选择合适的直流电压和电流等级以达到最优转换成本。这使得直流电压等级相对较低（最高也就是几百千伏），输送的电能则达到 1000MW 甚至更高。图 5.2 给出了背靠背式 HVDC 电站原理图，图 5.3 给出了一个远距离输电换流站原理图。这两种形

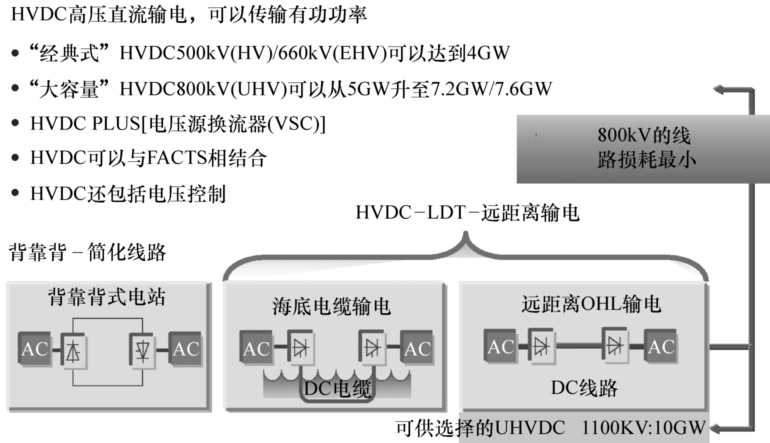



图5.1 HVDC几种可能的结构形式（这些案例来自德国埃朗根的西门子公司）
LTT—光触发晶闸管，可达4kA ETT—电子触发晶闸管，依靠一定设计可达4.5/4.75kA

式都使用了晶闸管可控整流技术，在所有交流母线上都有一个直流平波电抗器和无功补偿设备（包括交流谐波滤波器）。从定义上就可以看出，背靠背形式就是将整流器和逆变器装在同一个换流站中。通常来说，在HVDC远距离输电终端，双极系统的两个极是可以独立操作的，这样就使得在其中一个极发生组件或者设备故障时，仍然能够保持一定容量，继续传输电能（符合$n-1$冗余度原则）。

远距离直流输电终端站是直流高架线或地下电缆的终端，并把它们和交流系统连接起来。换流器的电压等级是在考虑了传输效率后决定的。500kV是远距离输电的一个标准电压等级。从2009年起，晶闸管可控整流技术达到了800kV这一特高压等级，它可以传送的电能等级为6400MW甚至更高，可以用于单线双极输电。这对于1100kV特高压直流输电是一个福音，现在中国正在建设这一电压等级的直流输电工程。该电压等级使得直流输电系统有更低的损耗和更高的输送容量。但是，1100kV这个电压等级显然会增加对绝缘的要求，这就使得所有设备的机械尺寸大大增加。这些设备包括电压互感器（PT）、电流互感器（CT）、直流套管、断路器、隔离开关、母线、变压器和无功补偿设备等。

当今大多数HVDC换流器采用12脉冲可控整流装置。图5.2和图5.3所示的是典型的12脉冲桥电路，它采用三角形和星形联结变压器绕组形式，这样可以消除典型的6脉冲三相桥式换流器产生的谐波。剩余的谐波电流会被交流谐波滤波器吸收，这样就可以阻止这些谐波电流进入电网。同时，这些交流滤波器还可以满足大多数或所有的转换器对无功功率的需求，这些换流器的容量通常占有功容量的50%。可控整流技术的最大缺点是需要大量的无功补偿，传统的HVDC技术需要较高转换速度。这就意味着，采用特高压直流输电传送5000MW电能时，大约需要2500Mvar的无功补偿。

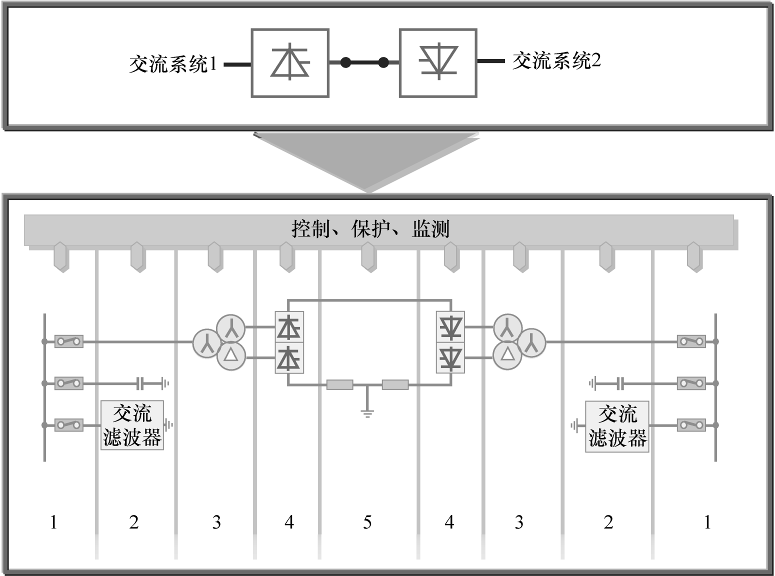



图 5.2　背靠背式 HVDC 电站的原理图

1—交流开关区　2—交流滤波器、电容器组　3—换流变压器　4—晶闸管阀　5—平波电抗器

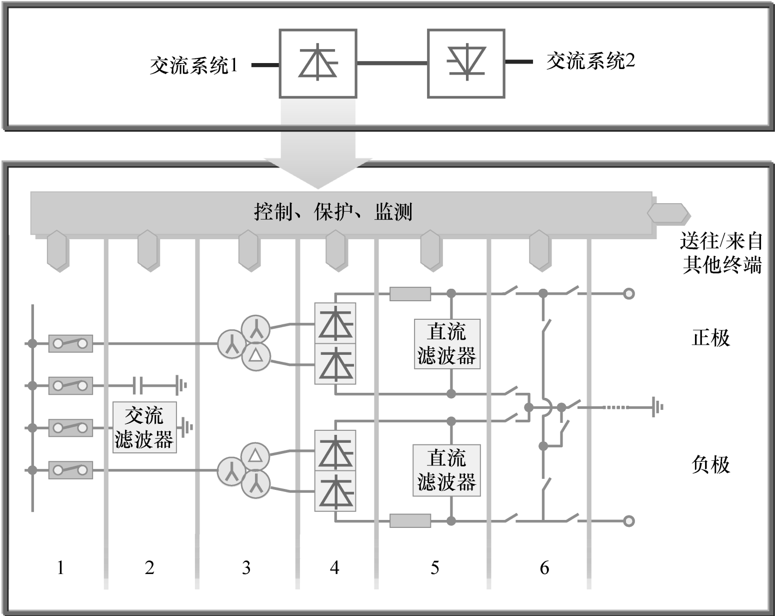



图 5.3　HVDC 远距离输电换流站的原理图

1—交流开关区　2—交流滤波器、电容器组　3—换流变压器　4—晶闸管阀

5—平波电抗器和直流滤波器　6—直流开关区

与直流高架线相连的换流站通常需要装设直流谐波滤波器。传统意义上讲，过去一直使用的无源滤波器是由无源元件组成的，无源元件有电容器、电感器和电抗器。由于有源器件的优良特性，采用了绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的有源交流直流谐波滤波器[10－14]被作为对无源滤波器的补充，近来已经被成功应用在许多HVDC工程中。IGBT还促使了自换相换流器的发展，自换相换流器又称作电压源换流器（VSC）[15－25]。它们不需要从电网吸收无功，且只需要很少的谐波滤波器，甚至利用新的多级技术[26－37]而不需要谐波滤波器。关于多级直流和FACTS技术的内容会在下面介绍。

交流系统或者是与电网中换相换流站相连接的系统，对站的设计在很多方面有着显著影响，尤其是谐波滤波器、无功补偿设备、故障职责和绝缘配合等方面。在弱交流系统（即短路电流比小的系统）中，采用了晶闸管的HVDC换流器[38]的设计是一个很大的挑战。很多站点都有暂态过电压抑制装置，如采用带强制冷却装置的金属氧化物压敏电阻（MOV）避雷器，或着使用快速接地开关[39]。

特别注意的是在远距离输电情况下，HVDC系统需要扩大电压绝缘配合范围，而不能仅仅局限于换流站。考虑HVDC系统两侧的交流电网的动作状态、结构、参数以及连接两个站点的直流线路的情况是十分必要的。像变压器和绝缘套管这样的设备考虑内部绝缘时，需要充分考虑在固体和混合绝缘介质中的电压梯度分布情况。换流变压器的主绝缘部分必须能承受住交流和直流电压应力，另外变电站必须有足够的间隙和爬电距离。需要注意的是，虽然室内和室外的间隙与爬电距离标准已经公布了[40，41]，但是这一标准还在继续发展[42]。直流电场在本质上是静态的，这也提高了裸露表面的污染程度。这种污染，特别是与水相结合，会对电压耐受能力和绝缘体表面的电压分布产生不利影响。因此，在换流站，常常需要使用保护性润滑油对绝缘子和套管进行适当的清洗工作，并使用增压干燥机进行相应的保护措施。在超高压600kV直流套管上出现的绝缘问题仍然是人们关注和研究的焦点[43－46]。

中国宁东－山东的660kV直流超高压工程是最新的技术成果，通过应用先进的绝缘技术，表明这种超高压直流电压等级是完全可行的，且可应用在特高压直流上[47－49]。南宁－山东直流输电系统的换流器是法国阿尔斯通电网公司提供的，超高压直流户外开关装置是西门子设计的（包括室内发送站，户外接收站），换流器控制装置是中国许继（取得了西门子的许可协议）制造的。

远距离直流输电的一个特殊之处是利用大地当做回路。在突发事故期间，利用大地（或海洋）作为回路可以提高HVDC输电的经济性和实用性。那些重要的电极通常安放在离电站较远的地方，它们常与中性线相连接，如图5.3所示。相关的零线、开关设备和保护系统都是电站的一部分。电极的设计取决于土壤和水质的情况[50，51]。美国国家用电安全规程（NESC）不允许使用大地作为永久的返回导体。以大地为回路的单极高压直流操作模式只允许在紧急情况和一定时间内运行。高压

直流海底电缆以海水作为回路时所带来的环境问题正在日益增加。这诞生了用单独的低压电缆作为金属回路的想法。IEEE – PES 给 NESC 解释的解释是，这一方法既能够更好的满足高压直流输电需要的变化，同时又能解决其对其它系统潜在的副作用。

典型双极远距离换流站直流侧的机械开关装置由金属回线转换断路器（MRTB）和地面回路转换开关（GRTS）组成。虽然至今仍然没有真正意义上的直流断路器，但是对直流断路器的研究和原型测试一直在进行，对这一方面的内容可参阅文献［52］。基本上可以根据以下方面来实现直流断路器：

1）烟火断路器；

2）把传统交流断路器模型应用于直流；

3）以半导体为基础的电子回路控制；

4）以上方案的组合。

目前，直流故障电流仍然是通过换流器自身快速开合进行有效切断的。具有一定电流切断能力的金属回线转换开关（MRTBs）已经被开发出来，并被成功应用于世界各地的许多直流方案中。这其中包括整流电路，例如，可以通过 *LC* 谐振电路在断路器中人为地产生电流过零点。对于特高压直流设备，可以使用快速旁通开关来旁通一个或者多个换流器，以此来提高系统的冗余度和减少直流输电线上电压的降落。

换流站的交流开关站中，电网联络设备通常设置在系统的最前端。无功补偿器和谐波滤波器安装在可控换流站的交流母线上。用于切换这些并联电容器和滤波器的断路器必须特殊地设计为电容式开关（应对高电压应力）。背靠背式的换流站不需要任何机械式直流开关装置，如图 5.1 所示。

图 5.4 和图 5.7 给出了不同类型的换流站。图 5.4 所示的是背靠背式电站，是早期的少数几个连接前东欧和西欧异步电网的换流站，该站点座落在奥地利和德国。由于后来部分前东欧电网和西欧电网［早期是欧洲大陆互联电网（UCTE），现在是欧洲输电运营商联盟（ENTSO – E）］同步运行了，这些背靠背式换流站就停运了。

图 5.4 所示的换流站是背靠背式换流站的一种，它把德国电网和捷克电网互联起来。换流变压器被安置在“背靠背式”换流厅的两侧，调度室紧挨在换流厅右边；两个户外直流平波电抗器放在换流厅的左边；左下方和右上方是交流滤波电路；离中心较远的上下两层是交流母线；中上方还可以看到一个辅助式交流线路补偿电抗器。

2003 年美国和加拿大部分地区大停电，不久欧洲又发生一系列停电事故，在这以后新的 HVDC 和 FACTS 技术被逐渐采用从而增强系统安全，并减少更多的电能损耗[4,6,9,32,54,55]。下面有个关于美国的海王星高压直流输电工程的案例。美国长岛的皇后区和布鲁克林区需要大量的电能，尤其是在夏季高峰期，这就需要在长




图5.4　典型背靠背式 HVDC 换流站的俯视图
（德国，埃岑里希特，600MW，现在已经退出运行）

岛的城市边上建一座电厂来满足这些负荷。但是由于很多问题，特别是环境保护问题，这里不能再建新的电厂。于是，提出了海王星工程。海王星区域输电系统 LLC（RTS）位于康涅狄格州费尔菲尔德市，它的任务是构建一个联络新泽西州塞尔维尔和纽约市长岛达菲大道的 HVDC 输电线。由于架空线不能建在人口密集地区，电能只能绕过二级输电网，通过 HVDC 海底电缆直接送往长岛。海王星工程解决了环境、经济、能效的问题，这项低损耗输电系统为各种能源包括可再生能源提供了通道。它通过海底电缆和地下电缆完成互联工作，直接将电能送到纽约市旁边的纳苏郡。图5.5 的上图所示是塞尔维尔站，它通过世界上第一条500kV 直流 MI 电缆（大规模浸泽电缆，见图5.5 下图）与长岛的达菲大道站相连。图5.6 是达菲大道站内部的换流阀厅的照片，它的晶闸管式换流器悬挂在天花板上。图中还给出了室内直流平波电抗器（在室内是为了降低噪声）和多级电缆的近景照片。

这项计划的前两周是进行操作试验，在此期间，海王星 HVDC 工程展示了它在大城市系统供电和预防断电方面出众的可靠性。2007 年6 月27 日，纽约市发生了大停电。曼哈顿和布朗克斯超过38 万人在无电的环境中度过了漫长的一小时，在这期间地铁停运，交通混乱。在这种情况下，海王星 HVDC 系统成功地为长岛70 万家庭供电。

图5.7 所示的是纽约的第二条直流工程，它采用了“背靠背式”换流站和一条穿过哈德逊河的较短的交流电缆。这条新增的直流“电能输送桥”对纽约这一特大城市的好处已展示出来。

欧洲电网的发展也相同。出于和美国相同的原因，许多直流工程已经投运，也有一些正在建设中，如图5.8 所示。HVDC 输电具有极好的可控性，这为电力交易

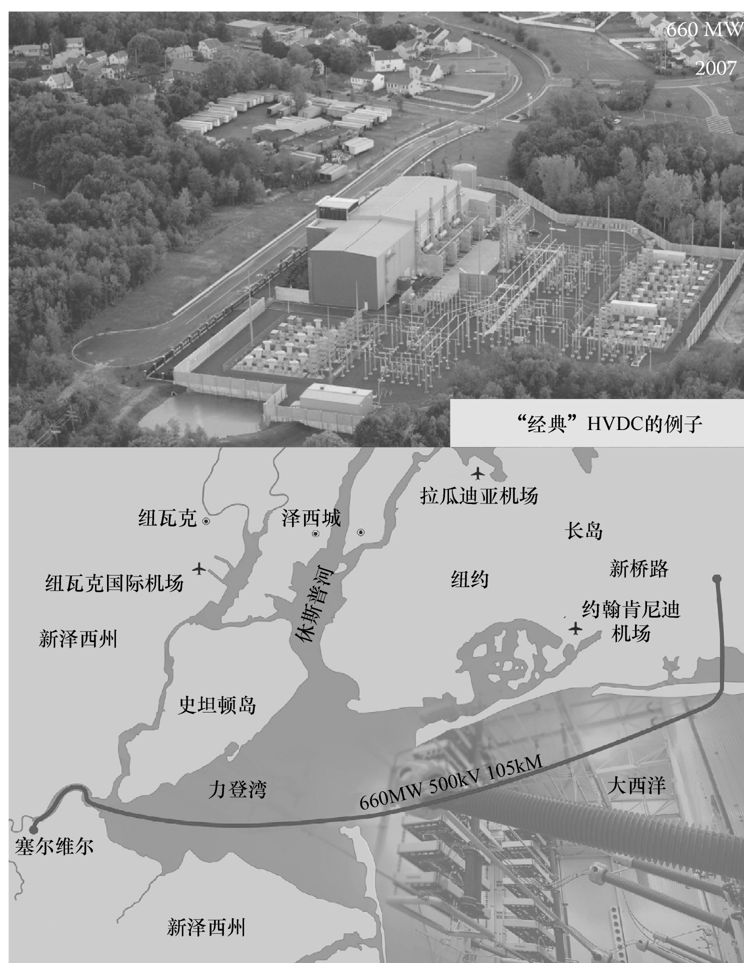



图 5.5　美国费尔菲尔德的海王星 RTS 直流电缆工程。
（图由塞尔维尔市的惠民工程提供，NJ）

提供了更多机会，人们通过穿越海底的高速电能通道把北欧电网和西欧电网连接起来（见图 5.8 下部），这使得 ENTSO－E 不同步的电网可以互连起来（见图 5.8 上部所示的丹麦）。

中国是目前世界上用 HVDC 连接电网数量最多的国家。由于这个正在崛起的国家的工业飞速持续增长，对电能生产和电能传输的需求也在不断增长。如今，一系列超过 2000km 的超远距离大容量特高压交流和直流工程已经在建设当中，它们主要用来联络各个大型的水电站。图 5.9 右图所示的是一些直流工程，左图是在中国西部的 3000MW 贵－广 1 号 HVDC 工程的示例。

HVDC 的最新成果是云南－广东的 800kV 特高压直流工程，它是世界上第一个

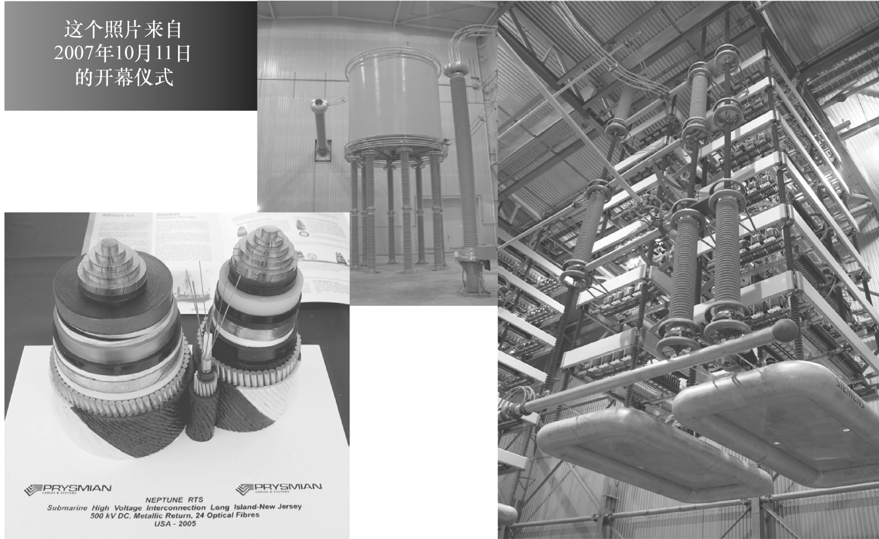



图 5.6　美国 HVDC 海王星工程—达菲大道旁电站：电缆、室内平波电抗器、晶闸管换流器

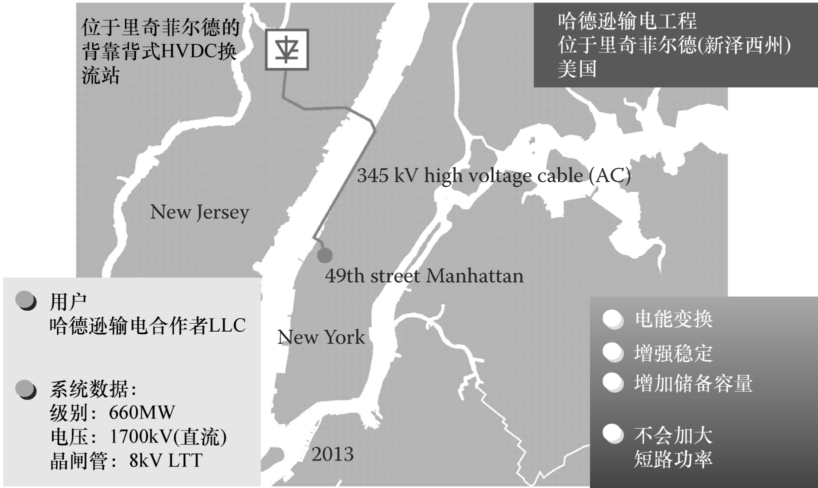



图 5.7　美国哈德逊输电工程——第二条背靠背式 HVDC 工程（用来加强纽约的供电网）

特高压级别的直流输电工程，也是中国西部最重要的电能联络线。该线全长约1418km，连接了云南楚雄站和广州穗东站。这个工程是 HVDC 历史上的一个里程碑，该技术的应用把电力传输效率提升到一个新的水平。图 5.10 所示的是特高压直流输电工程的发送端楚雄站的鸟瞰图，右边是阀厅和与其相关联的小型直流区，中部和左边是大型直流设备区。实际上，这项巨大的工程是在全世界范围内发展直流超级电网的开端。中国南方电网和德国西门子公司已经于 2009 年 12 月把正极正

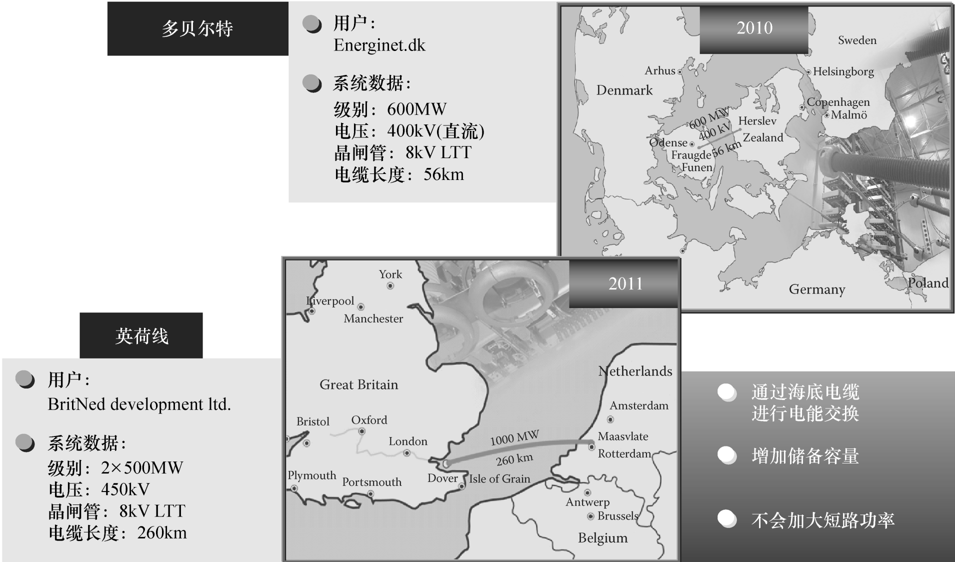



图 5.8　欧洲有关 HVDC 的投资组合正在不断增加




图 5.9　在中国的 HVDC 工程用来西电东送，并且还可以降低损耗——把中国内陆的水电输送到沿海负荷中心，图中所示的是贵 - 广远距离架空线输电工程的送电端

式投入运行，而负极在 2010 年 6 月投入运行。

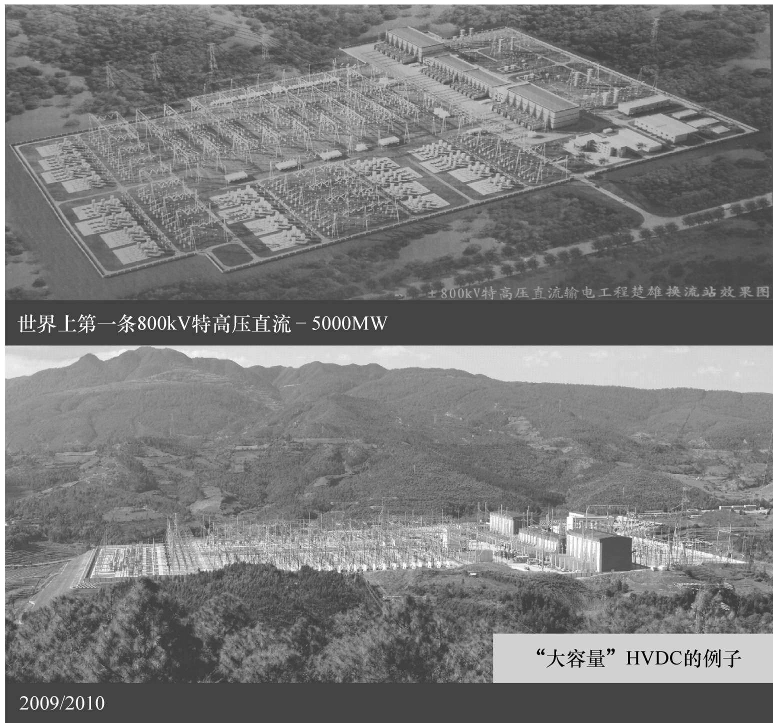



图5.10　云南－广东特高压直流：三维模拟图与实际对比图——楚雄送电端

图5.11所示为云－广工程基本结构简化了的单线原理图。可以看到云－广工程的概略方案，它是由一系列双12脉冲桥的组合连接而成，每一个的电压等级都是400kV。为了保证在每一个独立部分开合闸时不影响电能传输，它使用了直流旁路开关、直流旁路隔离开关和成组隔离开关。应该指出的是，尽管传输容量的限制是安排小型变压器单元的最主要原因，但是系统的安全仍然是最重要的事情。和单一的12脉冲桥设计相比，增加冗余更好一些，因为任何一个单一12脉冲桥的断电只能影响总装机容量的25%。尤其是连接了5000MW级甚至更大电能容量的HVDC，对于系统，冗余来说这是一个非常重要的因素。随着电能需求量的不断增长，10GW的时代即将到来，大的系统冗余对1100kV级别的特高压直流输电是十分重要的。

图5.12所示为400kV和800kV的换流站。图5.13所示为800kV换流站线路入端图。左图是进入阀厅的大型变压器套管，它们与右侧的换流器相连接。800kV穿墙套管（右图）在直流区中连接换流阀，经过直流平波电抗器和直流滤波器，最终连接到直流线路。

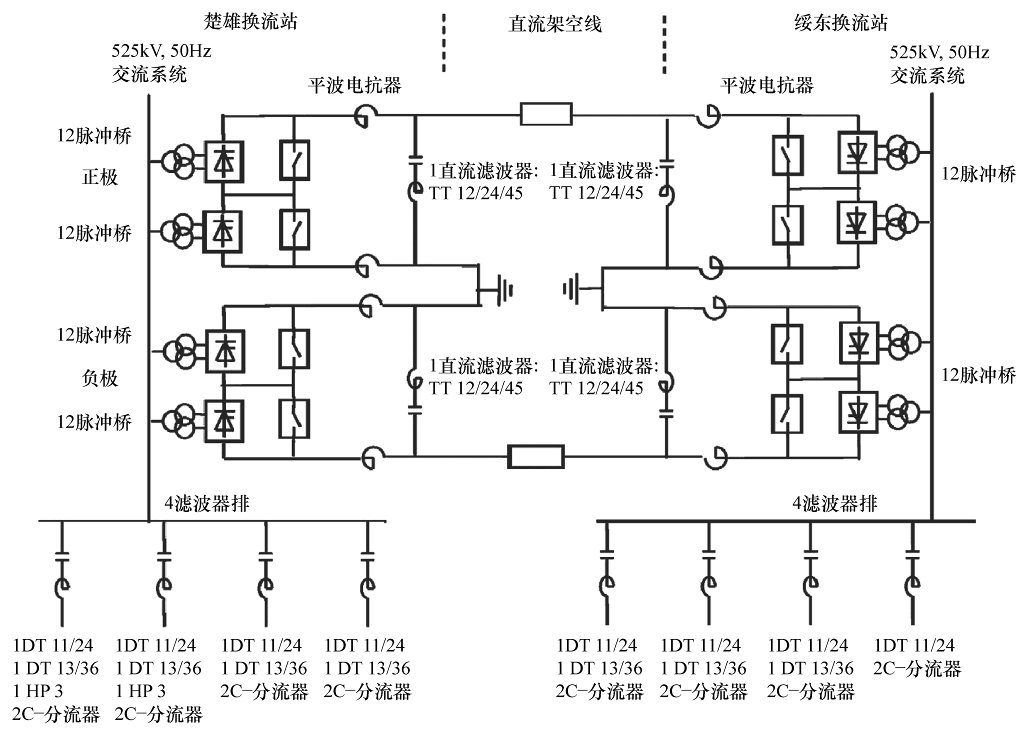



图 5.11 ±800kV 云南 - 广东特高压直流输电工程单线示意图




图 5.12 云南 - 广东 800kV 特高压直流——双极阀厅示意图，由两个 400kV 系统串联而成 800kV




图 5.13 示意图

a）800kV 阀厅变压器套管示意图 b）800kV 阀厅晶闸管阀塔架示意图

图 5.14 所示为 1000kV 特高压交流部分（左图，3 个变电站的试验型线路）和直流输电部分（右图）。特高压交流系统需要两回三相线路才能通过 $N-1$ 校验，而特高压直流系统只需要两极线路就可以达到这个指标。这意味这只需单塔便可完成输电任务，将大大降低输电线路走廊所需要的空间，而且可以有选择的降低金属导线回路的电压等级。由于中国和印度的超远距离输电的长度已经超过 1000km 甚至达到 3000km，考虑经济性，不再设置金属导线作为回路。随着电网的进一步扩大，印度的特高压直流输电在应用前景上将会和中国类似。但是，印度的交流系统与中国并非完全一致，基于实际的国情，印度计划将特高压的电压等级提高至 1200kV。




图 5.14 特高压交流（1000kV 示范工程，图的左边）（照片来自中国北京的国家电网）和特高压直流线路（800kV，图的右边）（图片来自德国埃朗根的西门子有限公司）比较图（中国）

鉴于中国当前的能源结构（煤炭占有相当高的比重），云－广特高压工程输电

与当地直接建电厂发电相比可少排放3300万吨$CO_2$。图5.15上面部分所示为控制室的正极的运行状况。运行区和调试区是分开的，这样当正极输电时，负极可进行测试。图5.15下面部分所示为2011年4月份5000MW满容量运行时，控制台上所有数据信息。图5.16给出了特高压直流的安全运行参数：过载20%的情况下可以正常运行，过载25%的情况下可以继续运行2h，甚至在过载50%的情况下仍可运行3s。这意味着在紧急情况下，例如切掉周围的交流线路或电厂，HVDC可以长时间传输6000MW的功率，可在传输6250MW状态下运行2h，7500MW状态下运行

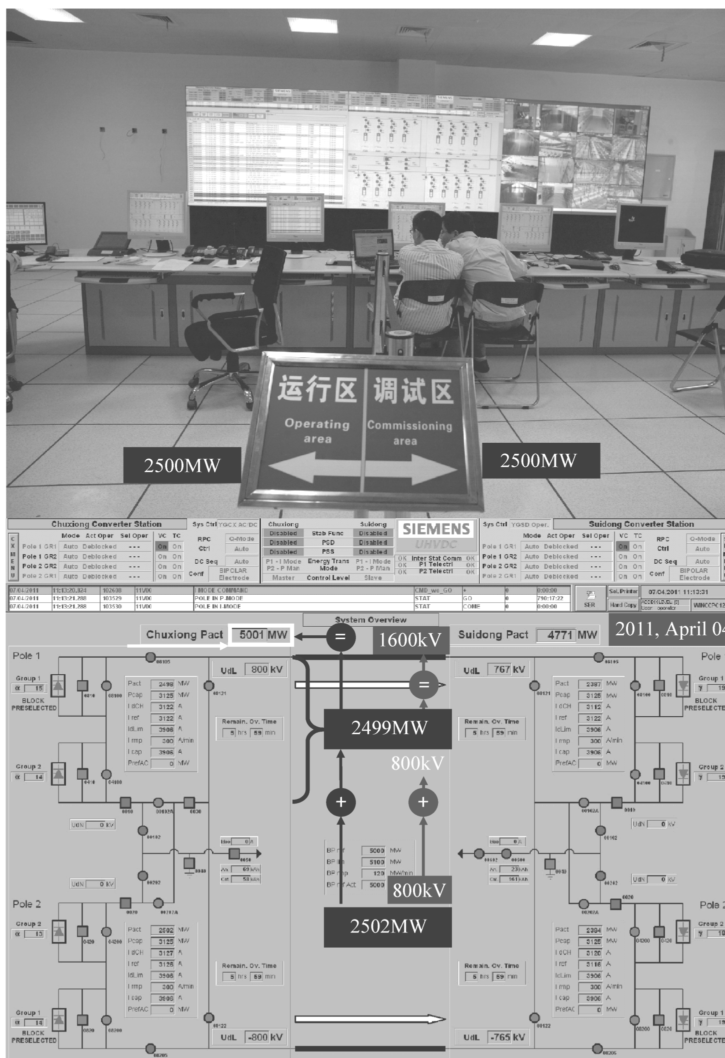



图5.15 云南－广东工程。上面部分是：2009年12月29日正极开幕式时的控制室；下面部分是：全极满负载5000MW运行时的一个控制桌面

3s。紧急情况下的过载容量承受能力和系统冗余度对系统安全性至关重要的。尽管正常情况下潮流方向是从楚雄到穗东的，但 HVDC 可以承受 4500MW（占总容量的 90%）的逆向潮流。

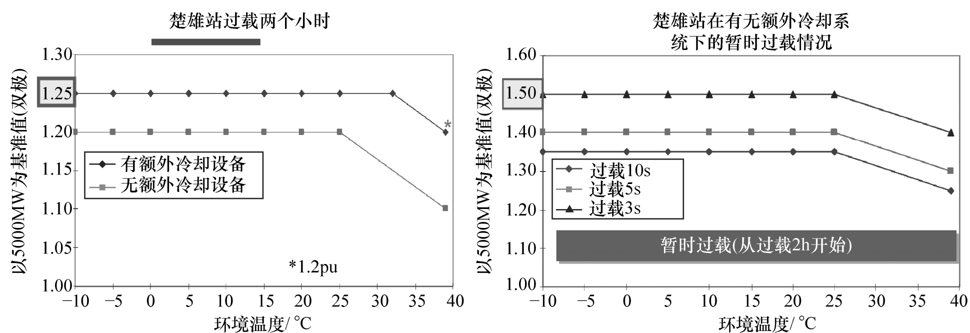



图 5.16 “大容量”特高压直流过载特性（注意：在楚雄站的最大环境温度是 34.2℃）

中国第二条 800kV 特高压直流工程是中国国家电网公司投建的向家坝－上海特高压直流工程，参与这个工程设计的有西门子、ABB 以及各中国合作方。该工程可以传输 6400MW 的水电，每年最多可以减少排放 4000 万吨 $CO_2$，为目前世界上最大的商业化运行特高压直流项目。该项目于 2010 年 7 月正式运行，提前一年，德国西门子公司和中国各合作方就向复龙送电站交付了所有 HVDC 变压器设备和晶闸管阀（这些换流阀使用的是新型的 6in 晶闸管）。这些设备是世界上正在运行的最高级别的 HVDC 变压器和电力整流器。

第三条特高压直流输电工程是中国国家电网公司的金平项目，它最初的设计是：长 2095km，传输容量 6400MW。但 800kV 特高压测试结果显示，在新技术下 6400MW 并非容量瓶颈，于是国家电网把输送容量提升到了 7200MW 的新级别。这使得中国国家电网向超级电网的方向又迈了一大步。通过使用新型的 6in 晶闸管和适当提高输送电压等级，7500MW 的超大传输容量也变得可行。

800kV 的特高压 HVDC 系统需要最新科技水平的换流器技术[83,84,86,87]。如图 5.17 所示，不同的元件，它们的净绝缘距离不同，因此在布置和尺寸规格上需要特别设计。为了把位于中国中部的水力发电站的巨大电能传送到长达 2000～3000km 之外的电力负荷中心，与此同时又要尽可能的减少网损，中国需要这种直流技术，去构造一个叠加在交流电网之上的、大功率直流能源高速公路。

很容易认识到，结构参数不仅包括操作应力，还包括直流站（或者交流站）所在地区的地质条件和风速情况。实际上，特高压交流和直流设备以及悬挂结构等装备都要比现有电压等级的电力设备高大很多。正因如此，在设计满足设备要求时，不仅要充分考虑电气特性，还要充分考虑机械应力。

为正确设计外部绝缘我们必须充分考虑设备外壳的：




图 5.17　特高压直流站测试时的设备。上面部分是：换流变压器；下面部分从左至右是：800kV 直流避雷器、直流分压器、直流隔离开关

1）闪络距离；

2）爬电距离。

闪络距离用来确定设备的轴向长度。根据设备规定的绝缘水平，闪络距离可以精确地计算出来。对于特高压设备，开关脉冲水平变为尺寸系数。闪络距离并不能完全决定直流电压设备，装设在海拔比较高的设备需要进行修正计算。闪络距离的

增加速度和开关脉冲电压的增加速度要大于线性关系。最后，（尤其对于直流工程）设备设计的正确性要通过相应类型的测试来验证。

至于直流换流阀和联络设备，爬电距离的设计不再是问题，因为在很多500kV工程中，这些设备安装在室内的换流阀厅内，而这个阀厅提供了一个可控的环境。对于特高压直流换流阀厅里面的设备，具有相同爬电距离的设备可以参照现在500kV的直流设备的标准设定。由于直流区设置在户外，比较好的解决方案是应用硅橡胶复合绝缘子。这对于疏水性绝缘子表面是一个很好的优势，它显著提高了污秽地区直流系统的运行可靠性。然而，把直流区建成室内装置也是可行的。实际上，与户外装置相比，户内设备的爬电距离在一定程度上是可以减小的。可以看出，相对于现在的500kV设备，特高压直流设备（不论是屋内设备还是屋外设备）并不需要通过增加爬电距离消除污秽闪络，以此来确保它的安全性能。

换流变压器是特高压直流设备中最重要的装置之一。很明显，现在的换流变压器技术已经可以达到一个更高的直流电压等级。但是仍然有一些危险区域需要慎重考虑、深入研究，以确保把电压应力控制在一个安全的水平上。（带有屏蔽系统、楔子和引线的）换流变压器的换流阀侧是用套管连接到变压器内部的，这一部分和绕组部分是需要认真对待的。

在溪洛渡－广东输电工程（属于中国南方电网）中，用的是双极500kV直流系统，每极可输送电能3200MW，双极并行6400MW。这个双极500kV直流系统与前面提到的向家坝－上海工程具有相同的输送能力。到目前为止，全球范围内只有中国有800kV级的特高压直流输电工程，但是印度也正在研究。这两个国家对特高压直流输电的需求原因是一样的——都需要长距离大容量输电。可以预料到在未来，像美国、亚洲、俄罗斯、非洲甚至欧洲（例如通过DESERTEC项目从非洲向欧洲输送“绿色能源”）也会发展特高压直流输电。与此同时，越来越多的小规模的互联系统在世界各地建立起来，它是用直流网来互联协调交流电网的。

除了已经被证实了的基于晶闸管可控整流技术的“经典式”直流输电系统，基于VSC的新项目已经展开并被实现。现在人们的焦点主要在于并网式可再生能源的“智能电网”技术，它同样适用于电能传输和系统互联。工程上会优先选用VCS直流和交流设备，特别是使用模块化多电平变流器技术，原因如下：

减少50%的占地空间，这对于离岸型直流输电是十分有必要的。

能够加强控制能力，包括直流系统的$P-Q$独立控制，交流系统的快速电压控制。

弱电网或无源网络接入电网能力和黑启动能力。

别外，VSC和IGBT的逆转能力使得多端口直流应用和网状直流网络变得更加容易。关于换流器更多的细节将在5.4节介绍。

图5.18是关于第一条MMC HVDC工程的综述，该工程采用一条±200kV XLPE直流海底电缆输电线。这项工程的目标是消除加利福尼亚电网（在图的上

部）过负荷的瓶颈问题——既不能在人口密集地区建电厂，又没有输电走廊供新线路或地面电缆使用。这就是为什么会有一条直流电缆穿越海湾。为了解决环境兼容问题，还应用了 HVDC PLUS（VSC）技术来控制潮流。这项工程还获得了美国土木工程师协会的能源奖。这是 VSC 在独立控制有功和无功潮流方面卓越性能的一个杰出展示。

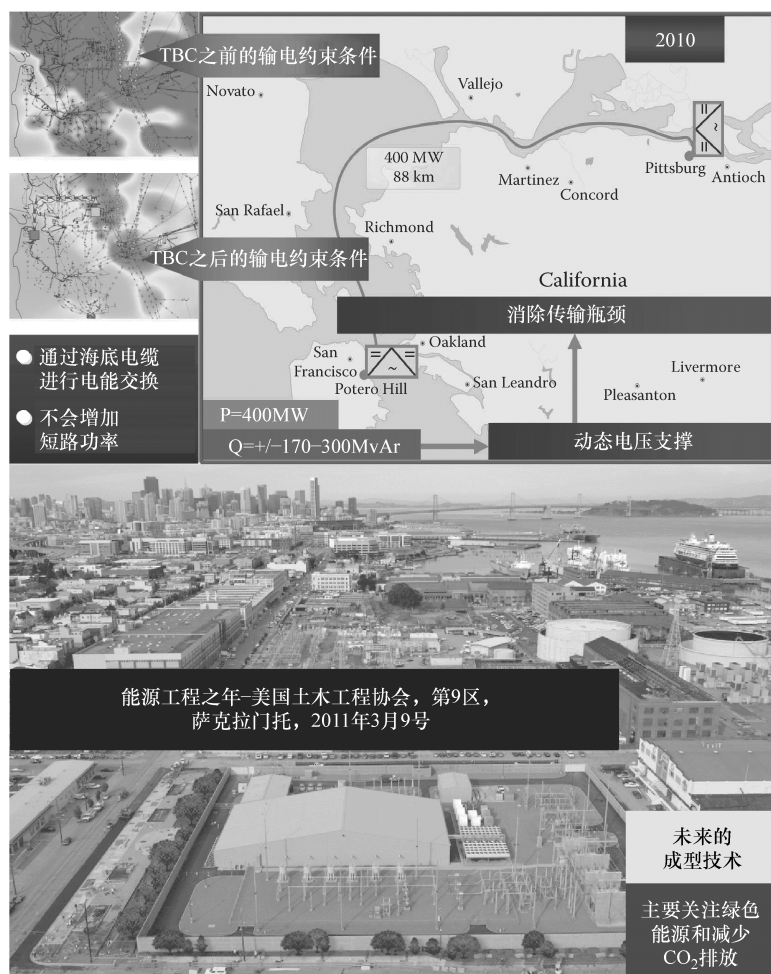



图 5.18　美国“海底电缆输电工程”——世界上第一个使用 MMC 技术和 ±200kV XLPE 电缆的 VSC HVDC 工程

在超大城市电力供应方面的一个重大进步就是内部的电能生产或从更遥远的周边地区购电。这就使得在输电距离不断增长的情况下把输电网架和配电系统形成一个更长距离互联。另外，供电效率和可靠性在现代电网中越来越重要，尤其是在面临能源价格的不断上涨和停电带来的几乎不可预计的安全风险时。

## 5.3　柔性交流输电系统控制器

柔性交流输电系统控制器采用电子控制，提高了系统的稳定性，加快了交流输电的控制速度。该控制器可以并联、串联和混联在电网中，用可变电抗或交流电压源表示。由于这种控制器优良的快速控制性能，使它可以控制负载潮流、减小功率波动、预防和减缓次同步谐振。图5.19所示为FACTS最常见的结构形式。

FACTS-柔性交流输电系统：改善潮流分布

- SVC——静止无功补偿器
- SVC PLUS——等同于STATCOM-静止同步补偿器，带SVC
- FSC——固定串补
- TCSC——可控串补
- TPSC——晶闸管保护型串补
- GPFC——电网潮流控制器(FACTS-B2B)
- UPFC——统一潮流控制器(带有SVC)
- CSC——可转换同步补偿器(带有SVC)

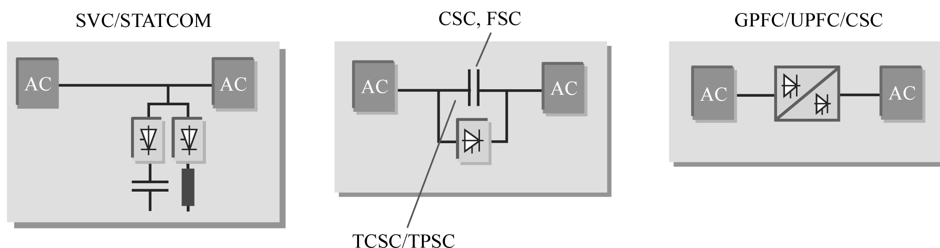



图5.19　FACTS的配置和应用程序

静止无功补偿装置（SVC）是最常见的并联控制器，它实际是一种可变电抗。SVC在大型工业负载（例如电弧炉）的负荷补偿（电压闪变）和输电系统的无功补偿领域都已经成功应用多年。SVC目前的容量已经提升到800Mvar。现阶段世界上最大的FACTS工程在印度的尼亚和戈勒克布尔，该工程项目使用了大量补偿装置（TCSC/FSC），总安装容量达到了1.7GVar。与HVDC换流器类似，FACTS也需要控制装置、冷却系统、谐波滤波器、变压器和相关的土建工作。

图5.20～图5.22给出了三种类型的SVC设备。美国为提高亚利桑那州和加利福尼亚州之间的输电能力，在米德–阿德兰托和米德–菲尼克斯输电工程（MAP/MPP–见图5.20）的基础上开展了500kV输电线路扩展项目[59]。这项扩展工程主要包括两段500kV线路补偿部分以及研发两个由德国西门子提供的相同等级的SVC设备。德国西门子和美国通用电气公司紧密合作，共同研发并交付了阿德兰

托的设备。研发成果还包括市场化的 SVC 变电站和一系列补偿装置。这种 SVC 可以使目前需要高补偿度的超高压系统和大型 HVDC 输电系统（即 IPP）相互协调运行。在输电等级不断升高的趋势下，SVC 的安装是整个系统稳定的前提条件。

图 5.21 中给出了德国的一个新型 FACTS 装置[3]，该装置为德国电网第一台高




图 5.20　FACTS 并补用于提升系统可靠性：1995 年美国的米德 – 阿德兰托工程，500kV，配有 2 台 SVC 设备，每台容量 388Mvar




图 5.21　西门子的 SVC：德国第一台高压 SVC，400kV，标准 100Mvar/最大 200Mvar。波罗地海海底电缆 HVDC 工程用于加强交流电网

压 FACTS 控制器，它配有 SVC，可以和 HVDC 联合运行来提高输电能力。由于 SVC 旁有办公建筑和居民楼房，因此工程师们采用了多种方式来降低 SVC 和晶闸管可控电抗器产生的噪声。在西门子变电站（临近波罗地海 HVDC 海底电缆落点处）装设该 SVC 是因为附近输电线路走廊受到限制。这一地区最初是为建一条联络线准备的，该联络线可以加强和 400kVHVDC 网络的联系。因此，自 1994 年试运行以来，仅使用了一条降额的直流输电线路，为了避免频繁的 HVDC 换流故障和电网的电压问题，网架的电压等级也下降到 110kV。之后由于电网接入技术得到改善，于是增加了一台变压器，把 400kVHVDC 交流母线和 110kV 直流母线联系起来。最终，在 2004 年，配备了一台具有快速调整控制器的 SVC，HVDC 这才将其所有的传送容量利用起来，达到了最初设计的 600MW。除了这些措施以外，还使用了带 HVDC 控制器的海底电缆，将其与 220kV 电网相连来提高系统稳定性。研究表明，工程开始前应进行两项仿真分析：①利用计算机程序 PSS™ NETOMAC 做电磁暂态分析；②利用 HVDC 的物理 SVC 控制装置和简化模型做实时数字仿真实验。

图 5.22 所示为巴西的一个整体 SVC 方案，该 SVC 显著提高了系统稳定性。图 5.23 给出了丹麦的一个室内 SVC 方案。采用室内设备的主要原因是，旅游区内必须尽可能地降低噪声。该 SVC 的主要任务是稳定附近大型海上风电场的电压。图 5.23 上图所示为 SVC 的单线电路图，它包含两个 TCR 和两个谐波滤波器，这两个滤波器还可以兼作固定电容。晶闸管控制器可以快速控制 SVC 电抗大小，使容性和感性可在设计极限内变化，改善风场电网接点的电压质量。




图 5.22 巴西 ELETRONORTE 项目的 SVC：TCR，TSC/FC，230kV，最大 150Mvar/标准 100Mvar

类似于固定串补（FSC），可控串补（TCSC）通常置于绝缘台上，以相电压为绝缘基准每相配置一个。FSC 主要补偿线路电抗的固定部分，而 TCSC 高效的电容补偿可以在静态和动态之间变化。这种变化能力是通过和主电容器平行联接的

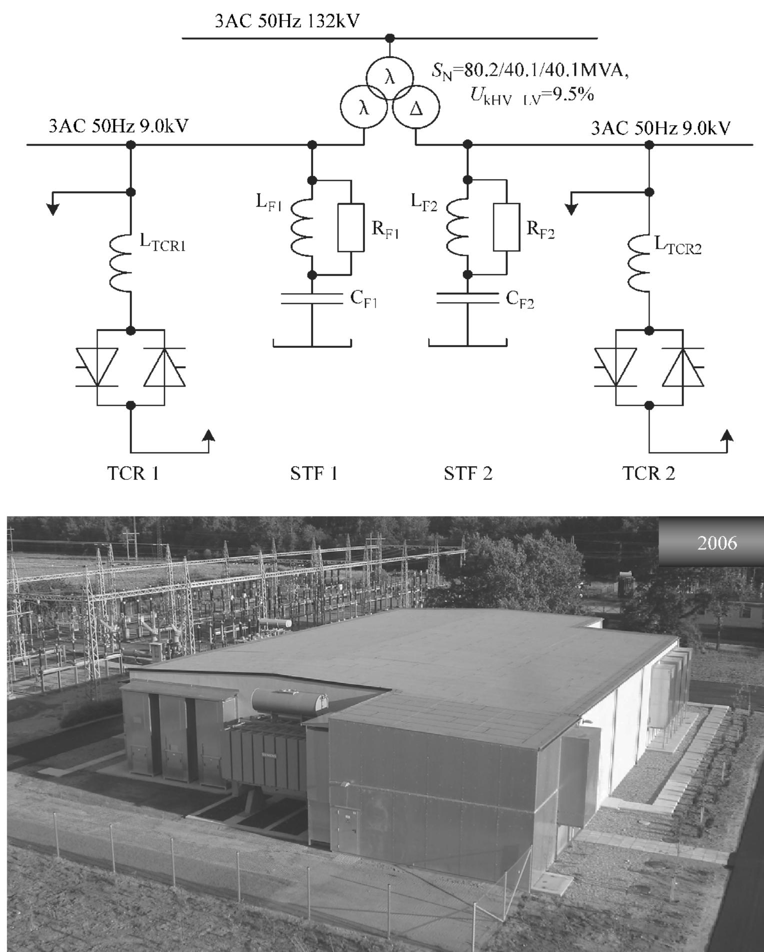



图 5.23　SVC Radsted：一个风电场创新性室内解决方案—可以支撑最大 80Mvar/标准 65Mvar，具有较高的减噪要求（图上部分为单线示意图，图下部分为电站俯视图）

TCR 实现的。图 5.24 所示为巴西 500kV 工程的 FACTS 串补，图中给出了相关的 TCSC 电路、主保护和开关元件。可控硅整流器放置在平台上电气室内，平台和地面之间存在通信线路。冷却用的液体在大地和平台绝缘管之间流通。在一些特殊的地方，辅助平台所用的电能是通过电流互感器从线路电流中感应获取的。与大多数传统的 FSC 设备类似，TCSC 一般和现行变电站协调运行。图 5.24 所示为 FSC 和 TCSC 的优点和特性。

图 5.25 所示为美国一个 500kV TCSC。图中可见平台上安装的阀厅。Slatt（美国）单相存在 6 个相同的 TCSC 模块。其中，每组有三个阀厅，各阀厅有两个阀与之相连。而塞拉达梅萨电站每个平台上只有一个阀厅（见图 5.24）。

晶闸管保护型串补（TPSC）是目前串补领域中一个新的研究成果。其基本电

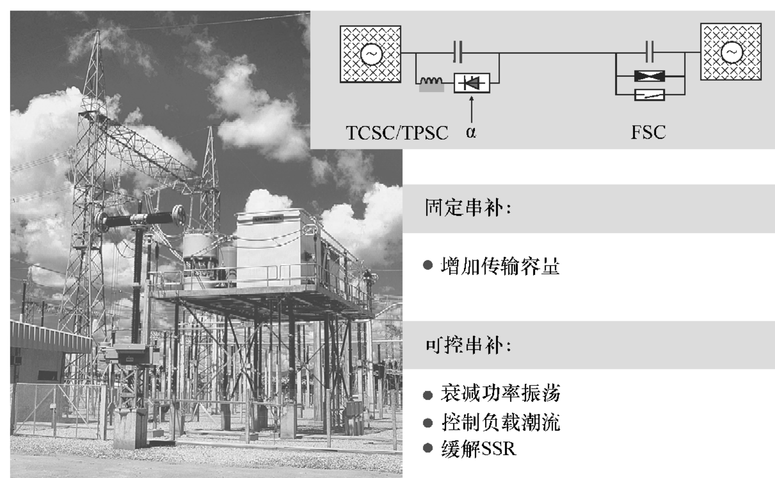



图 5.24 FACTS 串补（照片是巴西塞拉达梅萨的 500kV TCSC）

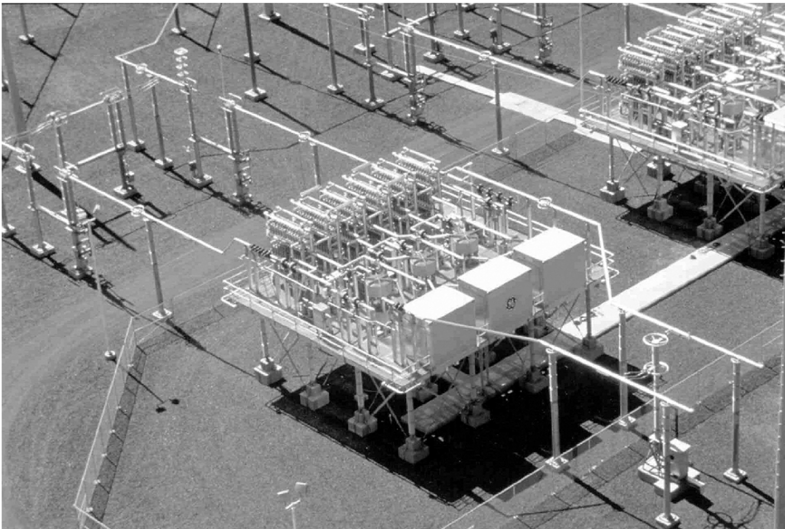


图 5.25 美国俄勒冈州 BPA 系统 Slatt 变电站 500kV TCSC（图片来自 GE，Fairfield，CT.）

路和 TCSC 类似，只是没有可控电抗器和自冷却式可控硅整流器（没有水冷却系统）。TPSC 中的晶闸管仅仅作为一个旁通开关来保护电容器以防过电压。该晶闸管专门为高阀电流设计，通过一个特殊的散热器降低冷却时间，使其可耐受高达 110kV 的峰值电压。美国加利福尼亚电网装设了很多这样的 TPSC。图 5.26 是 500kV 级 TPSC（右图，500kV 级，美国）和 FSC（左图，500kV 级，中国）的对比。

静止无功补偿器（STATCOM），是一种利用 VSC 的新型可控并补。最初使用



图 5.26　FSC：中国奉节的 FSC，500kV，2×610Mvar 和美国 Vincent 的 TPSC 设备（7 个系统均在 500kV）

的是大容量门极可关断晶闸管（GTO），现在几乎都是 IGBT[18,19]。图 5.27 是两种 STATCOM 的单线电路图，一种是应用多级 SVC PLUS [30,31,32,33] 的新型产品，另一种是应用传统的可控型 SVC。STATCOM 是一种电力设备，它利用的是众所周知的同步调相机（旋转元件）。它的一个应用就是取代了旧式的同步调相机。它的速度控制能力强，维护工作量低，这也是选择它的原因。同时，STATCOM 的一个缺陷是惯性很差，但是这可以利用一个足够大的直流电容器来克服。这种 SVC PLUS STATVOM 只需要少量的高频谐波滤波器。它使用了带有分布式电容的 MMC 技术，这和 HVDC PULS 很相似，这使得 SVC PLUS 站比传统的 SVC 站更加紧凑。图 5.28 是 SVC PLUS STATCOM 的大体分布图。图 5.28a 展示的是箱式方案，图 5.28b 是新西兰为改善 220kV 交流系统电压质量而建造的 Kikiwa 工程（电压降落补偿装置），

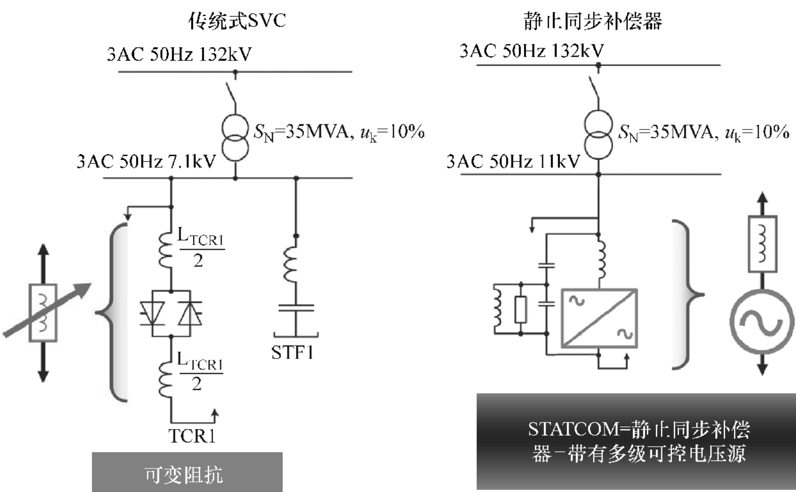



图 5.27　带 MMC 的 STATCOM（SVC PLUS）和“经典式”SVC 的比较

图5.28c 展示了箱式解决方案和开放架解决方案（应用于有建筑的情况）的各种组合形式，还有 MSR 或 MSC 或它们组合的一种混合解决方案。这些可能的方案给系统设备提供了更大的灵活性，调节范围可以从 ±25Mvar 到 ±200Mvar，甚至更高。




图5.28 带有 SVC PLUS 的 STATCOM：配置和应用

a）集中式解决方案；b）新西兰南岛 Kikiwa 工程—交流系统的电能特性；

c）集中式解决方案、开方架式解决方案和混合式解决方案

FACTS 站，尤其是采用了 MMC 技术的 FACTS 站，具有容易重新配置和可以迁移的重要特点，这对变电站的设计[22,62]产生了影响，同时使得发电部分和负荷模块也变得更加符合设计要求。

下一节将介绍 MMC 技术的原则和另外的一些项目。

## 5.4　换流技术在智能电网和电网接口中的应用

应用于 HVDC 或 SVC 的整个 MMC PLUS 系统是一个模块化结构，它配置十分灵活，这简化了它的标准化流程，可见图 5.29。换流器模块是和高压耦合变压器（由于太简单，没有在图中画出）的二次侧连接在一起的，以此来构建 HVDC 或者 SVC。由于有了 MMC 模块，就不需要（甚至在最坏的情况下，也只需少量）交流滤波器来维持电压波形了。这个系统的结构非常紧凑，通常只需要传统的 HVDC 系统或 50% SVC 系统的空间。

图 5.29 的左图是交流变电站（采用了带 SVC PLUS 的 STATCOM）的 VSC，右图是直流变电站的 VSC。由于紧凑化和模块化设计，MMC PLUS 技术非常适合应用于离岸型电站的接口设备，因为占地空间对离岸型电站来说是一个至关重要的问题[36,37,63]。

当面临电能供应的安全性问题时，对风电接入电网的兼容性是最重要的指标。电网的兼容性必须在早期的规划阶段就考虑进来——通过设计研究来满足一系列的测试准则。当通过交流电缆连接电网时，电网电压的动态稳定必须符合电网标准，否则就不能连接。这也是 SCV 设备或者 STATCOM 设备发挥作用的地方。机械式开关补偿器通常动作太慢，但是如果用 SVC 或者 SVC PLUS 的组合设备就能大大改善这种状况。

当使用的电缆比较长时，HVDC 是用做电网接口的一种很好的选择，设计者通常倾向于使用 VSC 和 MMC 技术（因为它可以节省空间）。在使用电网换相换流器时，尤其是安装离岸设备时，人们更习惯选择传统的 HVDC 和 FACTS，尽管这不是最好的解决方案。特别指出，电力换流器中的换流过程是由电网电压决定的。例如，在有电网耦合的情况下，必须充分考虑到电网能否承受住大的短路电流。自换相 VSC 不需要电网电压来驱动，它们通过自身的直流电压（黑启动能力）来驱动。因此它们非常适合作为离岸型电源的输入和输出的电网接口。

至今为止，VSC 才作为 HVDC 和 FACTS 的设备被真正应用于两级或三级电力换流器中。但是，这需要大量滤波器进行滤波以获得较为好的电压质量。多级 VSC 在动态性能和谐波问题上具有相当明显的优势。MMC 技术使得高压设备中可以最少的使用滤波器，甚至可以不用，这让各种设备可以十分紧凑的安排在一起，这是 MMC 技术得到长足发展的主要原因。

图 5.30 是关于离岸型风电场与电网接口的一个例子，图片的下方是交流接入

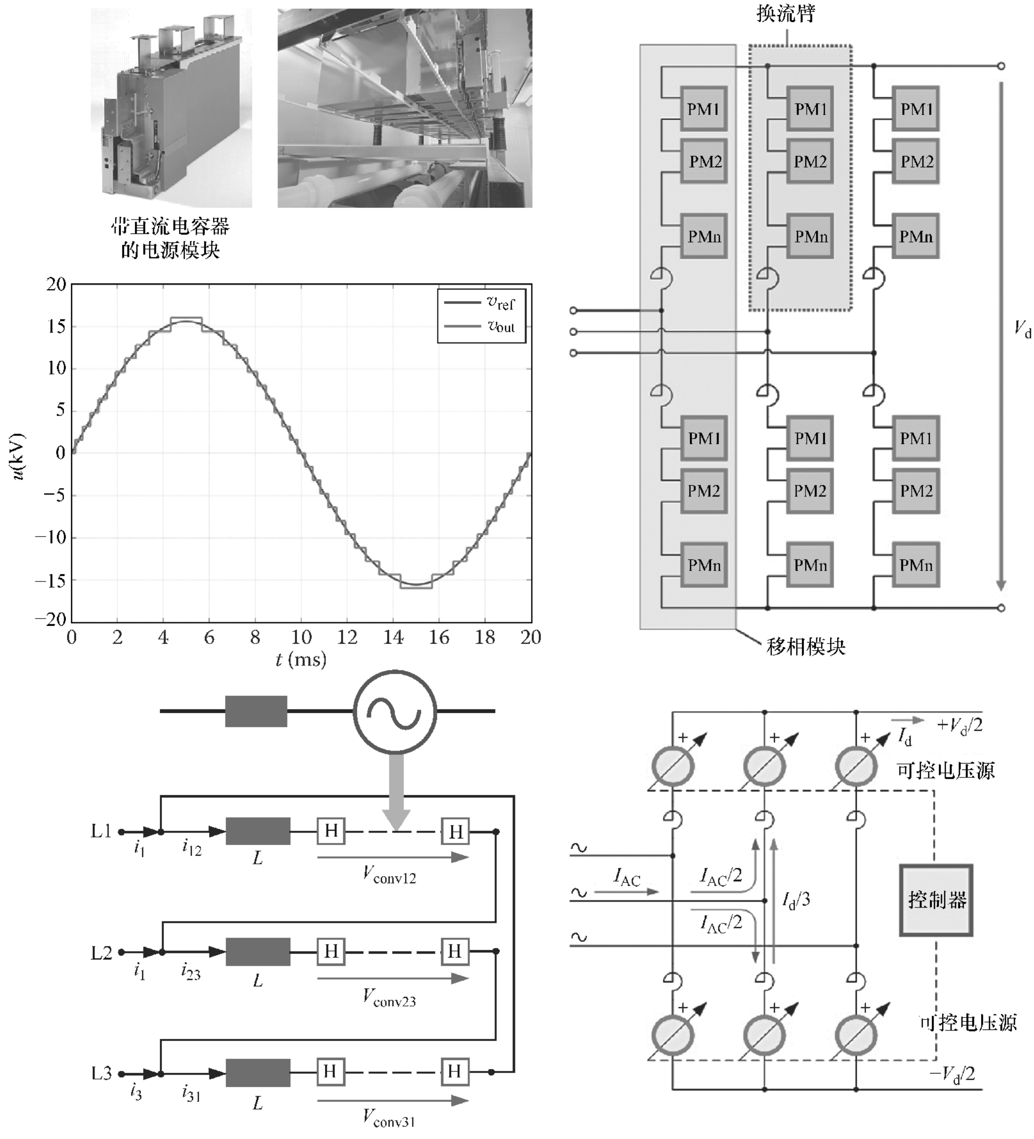



图 5.29　从 FACTS 到 HVDC，带 MMC 的多级电压源的电力电子组块：SVC PLUS 和 HVDC PLUS（左边是交流站的多级电压源换流器，右边是直流站的多级电压源换流器）

方案，中间是应用了紧凑型 MMC 技术[36]的直流方案。在这两种情况下，风力发电机都是通过中压交流电缆互联的，然后连接到中间媒介离岸电站（一个交流平台）上。这个电站和海岸相连接或者和一个带有一条或多条高压电缆的直流站连接，这样可以提高效率。在岸边进行电网接入时，使用 HVDC PLUS 或者 SVC PLUS 来维持电压稳定。

图 5.30 概述图：应用于风电电网接口的交流技术和直流技术

在图 5.31 中，有两个利用交流方案实现接入电网的例子。一个是大加伯德 500MW 海上风电场项目，另一个是 630MW 伦敦阵列风电场工程（该项目可以提升到 1000MW）。这两个工程都远离英国南海岸，为了保持陆地上的电网稳定，Greater Gabbard 工程使用了 3 个 SVC PLUS 系统，London Array 工程则使用了 4 个，每一个 SVC PLUS 系统都是 50Mvar，并添加了机械式开关装置。

图 5.31 英国的许多大型风电场用交流电网连接——短距离使连接变得可行

图 5.32 给出了前面提到的 3 个离岸型工程，它们都采用了 HVDC PLUS 系统。其中，SylWin1 工程第一次使用了 MMC VSC HVDC，它的容量是 864MW。世界上最大的 MMC VSC 工程是法国 - 西班牙的 INELFE 互联工程，它的容量是 2 × 1000MW。图 5.32 中的这三个工程是由德国 Transpower 公司（荷兰电网公司运营




图5.32 德国的许多大型风电场用直流电网连接至远距离需要直流电缆输电

商Tennet公司的下属企业）建设。其中意大利普瑞斯曼公司负责铺设电缆，德国西门子公司负责电网接入。SylWin1工程的直流电压等级是±320kV，直到今天它仍然是使用XLPE电缆中电压等级最高的。这项工程计划在2013~2015年实行商业化运行。根据WIPOS透露，由于HVDC PLUS的需要，正在开发一个针对离岸型直流电站的新系统，它构建了一个新型的浮动式和自升式平台方案（见图5.32）。

如图5.33所示，这个INELFE工程是德国西门子公司为提高法国至西班牙电网互联的输电能力和稳定性而专门设计的——这个电网的互联传输瓶颈已经存在很长时间了。这个HVDC工程成为扩大欧洲电网的一个重要环节。因此欧盟为该工程提供了一部分资金，这项工程于2013年末试运行。XLPE电缆（来自意大利普瑞斯曼公司）的设计非常符合直流±320kV的规格。

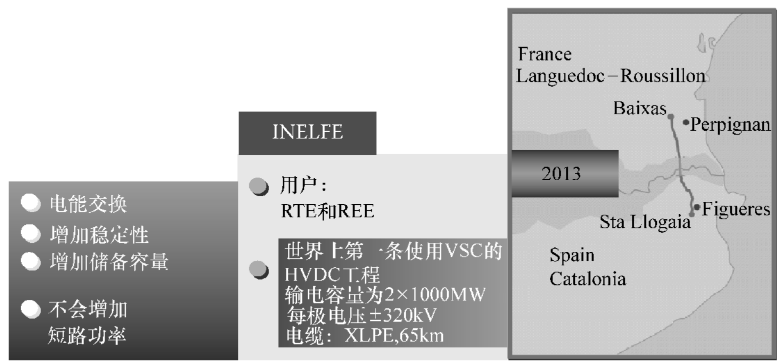



图 5.33　INELFE—通过使用 HVDC 电缆输电来解决 400kV 交流电网的输电瓶颈问题

SVC 和 STATCOM 控制器是并联装置，而 TCSC 是串联装置，所谓的统一潮流控制器（UPFC）就是这两者的结合[20]。UPFC 里面有一个并联连接的变压器和一个带有串联连接的变压器，它们两个通过调度室内相关的电压源控制电路与一个直流电容器互联在一起。未来的发展方向[21,54,64]是类似于 UPFC 这样同时具有并联和串联元素的装置，这可以被重新配置以满足系统变化的需求。这种结构被称为可转换静止补偿器（CSC）。图 5.34 所示的就是这种 CSC 系统在纽约州 345kV 马西山变电站中的应用。



图 5.34　纽约马西山 345kV NYPA 工程中应用的 CSC

## 5.5 控制和保护系统

现阶段 HVDC 和 FACTS 控制装置（基于数字化系统）已经允许稳态、准稳态、动态和暂态控制，具备支撑重要设备和保护系统的功能。许多电力电子站中，都安装有故障监控和重要事件排序记录装置。通常，这些站点都是远程控制并且能提供完备的本地可控性。HMI 接口通过监视器和键盘来操作，自动化程度较高。除基础变电站的二次系统外，所有的这些功能都将在第 6 章和第 7 章中予以介绍。

HVDC 的控制和保护算法通常比较复杂。有功潮流、无功潮流、交流母线的频率和电压、启停顺序、意外事件、故障恢复顺序、补救控制系统、功率振荡和（可选）SSR 阻尼振荡调制方案等都是重要的控制参数和状态参数。目前，快速动态性能已经得到标准化。在多级 HVDC 系统中，换流器应用了特殊电压与电流（$v/i$）控制特性，即使在站间通信缺失的情况下也可以安全运行。此外，HVDC 控制装置还提供了设备保护、系统保护（包括晶闸管过电流保护和过热保护），直流线路保护和电缆故障保护。并通过系统冗余和故障耐受设计加强了控制和保护的可靠性。HVDC 站可以被不同控制中心控制运行。图 5.35 给出了一个远距离一极一站输电的典型的 HVDC 传统保护区案例。每一个保护区包含至少两个独立的保护单元——主保护单元和二次（后备）保护单元。保护系统被分割成控制软件和硬件，一些控制动作由控制软件发起通过快速信号传给硬件系统。

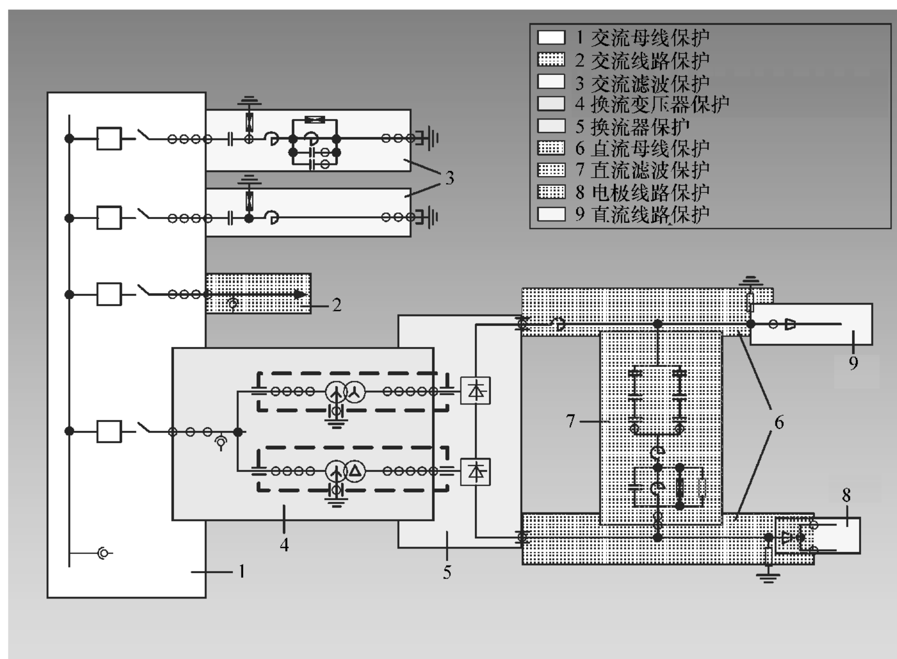



图 5.35 交流和直流区的保护区——典型 HVDC 的一个案例

图 5.36 给出了一个双极 HVDC 远距离输电的基本控制方案。电压控制在流程上以触发控制相角的同步性为基础，这个触发控制（触发设置点）与交流电压的精确定时晶闸管（或其他半导体器件“开关”）相关联。根据欧姆定律，该触发控制确定了换流器的直流电压、直流电流和负荷潮流。HVDC 的稳定操作点可以将两个站点中的一个与电流控制相连，另一个与电压控制相连。而电流和电压的设置点（$I_{dref}$，$V_{dref}$）则由电能控制器决定。其中一些辅助控制功能，如交流电压或频率控制等，可以通过软件添加进去。通常，发射站（换流器）处于电流控制模块，接收站（逆变器）处于电压控制模块。例如，当两个交流系统中某一系统的电压暂时下降时，带有压敏电阻电流限制器（VDCL）的暂态系统可以通过修改设置点进行调节。在经典式 HVDC 中，换流站和逆变站的交流系统电压变化时，分接开关调压是满足最佳操作点的重要措施。

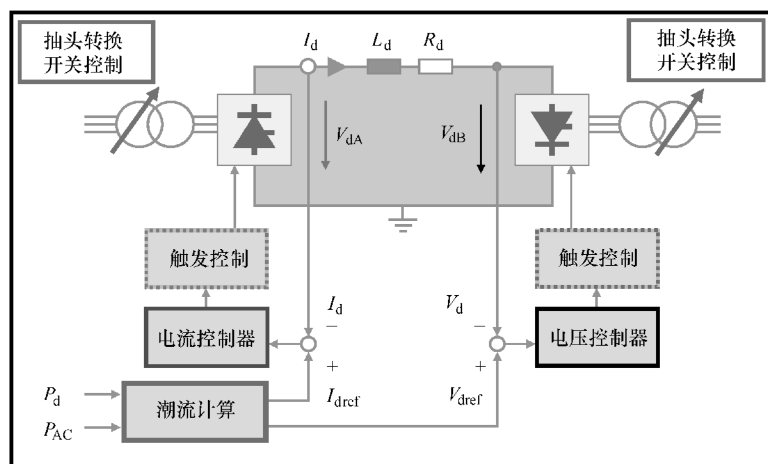



图 5.36　经典式 HVDC 的基本控制功能

图 5.37 给出了经典式 HVDC 控制硬件，包括数字处理机组和分块式的系统界面。控制显示器用来显示整个双极 HVDC 系统各端的主要电气量参数，如电压、电流、有功和无功潮流。

FACTS 的控制和保护状态是根据相关电路的状态和任务情况进行调整的。工业化 SVC 包含开环回路、直流电路和负载补偿控制等几个部分。输电系统中，带有稳态解调回路和可调 SSR 缓冲器的 FACTS 控制器通常包含保护闭环回路，具有控制有功潮流和母线电压状态的作用，同时可以一定程度上控制负荷潮流。另外，这个控制器还含有设备保护和系统保护功能。图 5.38 给出了基本的 SVC 控制原理。与 HVDC 类似，控制选项可以很容易的运用软件功能地进行添加。

在 SVC 和 TCSC 的基础上，主控制器可以分别确定有效的并联和串联电抗。反过来，这种快速电抗控制器也会影响前者的稳态和暂态。STATCOM 控制器是一种

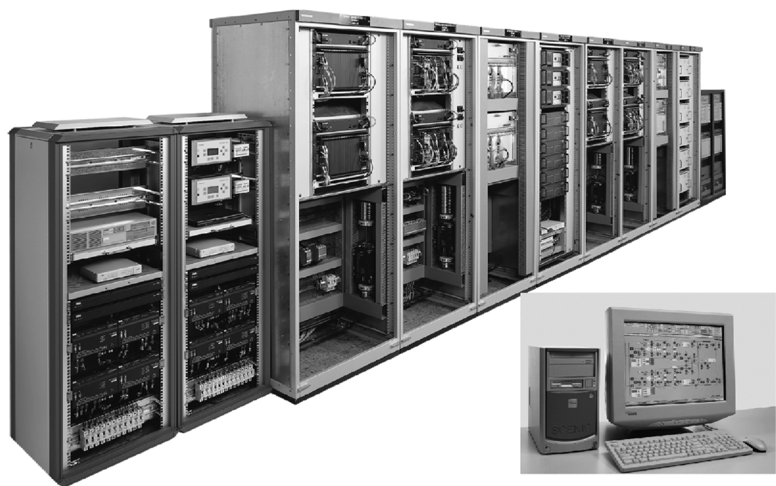


图5.37　经典式HVDC控制硬件—WinCC管理器和技术和驱动控制（TDC）管理器（照片来自德国西门子公司）

输出交流电压且以相角控制为基础的换流装置，带有输出振幅控制器。输出项本质上来说与系统电压相关，而振幅决定了STATCOM是工作在容性模式还是感性模式。

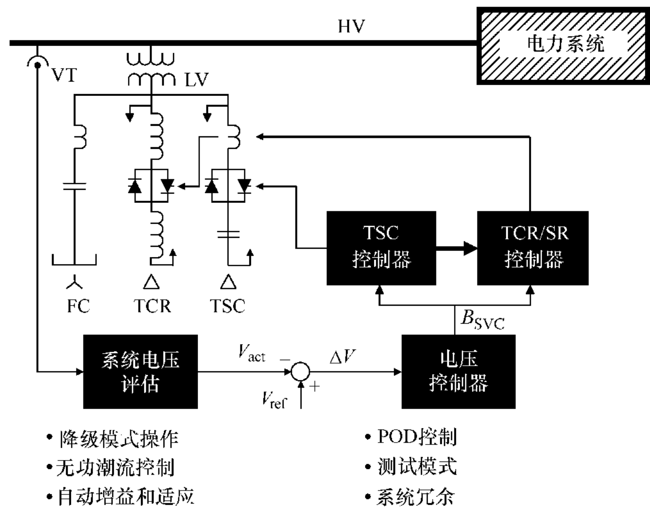



图5.38　FACTS的基本的SVC控制（上边主要功能是电压控制，下边是控制选项）

这里介绍的大部分控制器都具有抑制振荡从而提高系统稳定性的能力。同样，如果设计不合理，尤其是SSR，将会增加振荡幅度甚至使系统发散。在电力电子站中，特别是已经建成或者打算建造的大型汽轮发电机项目，必须在控制设计和基础

测试时对 SSR 予以充分考虑。

上述控制和保护系统主要由以下一些硬件和二次系统软件组成：

1）阀触发和监控电路；

2）主（闭环回路）控制；

3）开环回路控制（时序、连锁等）；

4）保护功能；

5）监控和警报；

6）诊断功能；

7）操作界面和通信；

8）数据处理。

## 5.6　损耗和冷却

高压电力电子变电站的阀损耗与变压器的容量成正比。经典式 HVDC 站（包括辅助设备、平波电抗器、交流和直流滤波器、变压器和换流器）的转换效率可以超过 99%。换流站在满负荷（包括两个换流站以及除直流线路以外的所有组件）情况下的损耗仅仅是额定功率的 1.3% ~1.5%（这取决于设计）。这就意味着对于输送容量为 1000MW 的远距离输电系统，每个终端的损耗可以降低到 10MW 以下。对于一个 200MW 的背靠背式电站（两个交 – 直 – 交换流器在同一个站中）可降低至 2MW 以下。

去离子水通常作为主阀门的冷却剂在闭环回路中流通，同时各类型的干燥式或蒸发式二次冷却系统将热量散发到周围的空气中。

800kV 电压等级的超高压直流输电在传输线路的损耗方面有许多优势：在相同的输电容量下，与 500kV 直流输电相比损耗可减少 60%；与 660kV 直流输电相比可减少 43%。如果将交流输电系统和直流输电系统进行比较，后者的损耗要比前者低 30% ~50%。

目前，已制定出确定和评估高压电力电子变电站（尤其是 HVDC 换流站）的损耗标准。

## 5.7　土建工程

高压电力电子变电站十分特殊，因为换流器、阀厅及相关建筑都需要单独建造。绝缘间隙的需求使阀厅必须建造得足够大。阀厅需要通过穿墙套管与外部设备相连。换流变压器通常安置在阀厅旁，阀厅侧的套管穿墙壁而过，从而节省空间。

这些阀厅对控制厅内的空气温度、湿度和清洁度有较高的要求。尽管大部分热损耗由阀冷却系统处理，但是其中一小部分热量还是会扩散到阀厅，增加了空调和

风冷设备的负荷损耗。电子式换流器和阀控制器的周期性快速切换产生了频谱较宽的谐波电流和电磁场，同时还产生了明显的可听噪声。此外，阀厅还需在墙上和窗户上布置金属网来进行电子屏蔽。通过输电线的载波滤波器和谐波滤波器将来自收音机、电视和通信系统的电子干扰消除掉。

换流站中可听噪声的来源包括变压器、电容器、电抗器和冷却器。根据规定限制可听噪声，对于室内（例如在控制室内）或者室外（放在变电站栅栏内的小院内）现场，可能需要采用低噪声设备、消音墙、栅栏以及在院子内对设备进行特殊布置来减小可听噪声。图5.21和图5.23给出了一个降低噪声的实例。可听噪声传播理论已十分成熟[66]，可听噪声分析工具的设计也不存在技术限制[67]，可以达到对可听噪声的限定标准。但这将会对电站的整体布局和成本产生重大影响。电力电子变电站中，除了阀厅和控制室外，具有代表性的设备还包括冷却泵和水处理间、辅助设备电能分配系统、空调系统、电池间和通信室。

阀厅内的传输功率密度在极端情况下可能会产生火灾。阀厅着火事件在过去或多或少的发生过，导致了严重的后果[7]。通过改善设计，先在阀厅内添加特殊的阻燃材料，以及配套使用特殊的探测器和防护设备，将这种风险降到最低[8]。另外，换流变压器之间加隔火墙，并且在其周围添加自动灭火系统，这些都可以有效进行火灾防治。

许多高压电力电子变电站都配有备用变压器，在主变压器故障的情况下尽可能地减少停电时间。这使得一些HVDC换流站需要进行单独的母线配置和布局，并且扩建混凝土基础建筑和道路系统。

许多HVDC方案都会使用带有独立护罩的户外阀。这将减少建设大型阀厅的成本，省去一部分维护阀的费用。TCSC站通常位于绝缘平台上，在电容器组和其他设备旁边建造类似的阀厅。

## 5.8 可靠性和适用性

变电站中电力电子系统的可靠性和适用性已经可以和其他站内组件相媲美。系统的适用性会受到强迫停运（由于电气元件故障、计划检修等）的影响。依靠系统冗余、精确监控、系统自我管理、分段和自动切换策略、质量控制、谨慎操作和维护准则，可以使适用性满足要求。变电站通常设计成非人工操作。各子系统会依内部自控计划运行，记录和评估所有误差或异常数据，并且还可以将数据传送给远程控制中心，以便最终采取措施。关键子系统的元件冗余性是保证适用性的基础。阀中的备用晶闸管、IGBT模块、换流变压器，重要冗余控制和保护系统，重要子系统备用部分，维护设备，随时可调用的专业维护人员，这些可使整体适用性水平达到99%，同时降低年的平均被迫停运次数至5次以下。

由于定期检修造成变电站停运的时间主要取决于设备实际情况和维护原则。大

多数变电站设备，包括控制和保护设备，可以在维护阀的同时进行彻底检查，这样就可以避免额外的停运次数。HVDC 线上换流站年停运时间仅为一周。

由于 HVDC 换流站在高压电力传输领域的重要作用，因此其有最高等级的可靠性设计、性能审查、系统监控和标准化的要求。CIGRE 已经研发出一个汇报系统，每半年汇报一次 HVDC 站的可靠性数据[69]。至少一个出版期刊讨论基于实际变电站可靠运行和维护的重要作用[70]。IEEE 已经发布了一个 HVDC 换流站的可靠性指南[71]。其他的高压电力电子技术也从这些成果中获得了启发。可靠性、适用性、可维护性（RAM）已经成为重要高压电力电子变电站规范[72]和准则中的常用词。

高压电力电子系统有详细规范的流程以确保工程顺利实施。除了在适用行业、传统电站与设备的用户标准这两方面以外，还需要制定许多关于高压电力电子变电站特定状况和要求的准则。为了推进变电站电力电子技术，IEEE 和 IEC 已经发布适用性方面标准规范并将继续深入研究[73,74]。

操作和维护培训，对于高压电力电子变电站项目的成功实施十分重要。这项培训主要是在试运行的现场进行。IEEE 和其他相关组织在多个方面制定了关于高压电力电子组件和电站测试以及试运行程序[75-77]的标准。

建设 HVDC 和 FACTS 时必不可少的环节是验证实际系统条件下主控制和主保护功能。现场验证需要物理控制和保护硬件，详尽的交直流系统模型并且最终不能损毁。因此，实时数字系统模拟器（见图 5.39）已成为所有控制器功能非现场测试的主要工具，大大减少了现场测试的工作量。表 5.1 给出了 HVDC 非现场测试项目【基本功能/性能测试 Functional Porformce Test，FPT】。




图 5.39　HVDC/FACTS 在实时数字系统模拟器上的非现场测试

**表5.1 HVDC非现场测试项目系统——一个关于主测试计划的例子**

| |
|---|
| HVDC保护 |
| 无功元件通电测试 |
| 电缆开口测试 |
| 换流阻塞 |
| 稳态性能 |
| 直流功率线性变化 |
| 功率阶跃响应 |
| 功率逆转 |
| 直流电压阶跃响应 |
| 电流阶跃响应 |
| 切除角阶跃响应 |
| 控制状态变化 |
| 交流或直流故障性能测试 |
| 换流失败 |
| 静态功能 |

尽管如此，仍需要对电力电子变电站进行阶段性故障测试，例如美国凯恩塔的TCSC变电站[78]。

## 5.9 前景展望和未来趋势

对于异步交流电网的互联及大容量远距离输电，HVDC以其经济性、技术性、环保性，在未来几年是首选的解决方案。可以看到，输电系统的电力电子设备不断发展，新的设备（VSV设备或者电容换相换流器、有源滤波器、户外阀门或者是无变压器的换流器）可以降低HVDC换流站的复杂程度和体积。VSC技术和新型的直流电缆相互配合甚至可以使换流站在低容量（最低300MW）水平上具有一定的经济性。

新型且更加经济的FACTS设备和HVDC技术（例如多级技术）的成功。自换相变流器和有源滤波器改变了高压电力电子变电站大小。STATCOM代替同步调相机。TCSC、UPFC和VSC HVDC设备可以在一定程度上代替移相变压器。新研发的装置，例如带抽头开关的电力变压器、半导体断路器、电力故障电流限制器和避雷器，甚至影响了变电站的“传统”部分。总而言之，未来高压电力电子变电站将会更加普遍、更加高效、更加紧密、更容易迁移，并且具有更宽的设置范围。

HVDC技术因其优异的低损耗特性，至今在大容量电能传输方面是最好的选择。图5.40给出了现存的带有架空线、电缆和气体绝缘导线（GIL）的交直流输电系统与HVDC在技术层面的比较。这些数据包括前述1100kV特高压直流设备选择（中国仍在讨论之中）。这些数据同时给出了最低损耗和最大传输容量。

因为波动性较大的可再生能源（RESs）接入比例提高，交流电网需要进一步增强其稳定性。许多国家正在研究交直流混联电网，如中国、印度，巴西。图5.41给出了德国的一个实例。在德国，由于现存交流电网的一些瓶颈，建成的离岸

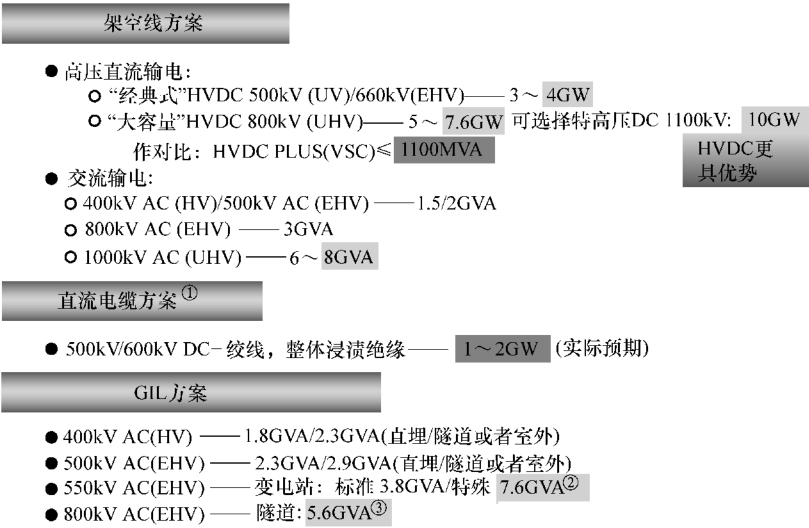



图 5.40　目前的直流或交流输电容量解决方案。(交流电的) 三相系统，直流电为 ± 极

注：① 距离超过 80km：交流电缆十分复杂。
② 位于加拿大鲍曼维尔，1985 年，采用德国西门子公司产品。
③ 中国黄河，拉西瓦水电站，2009 年，采用美国 CGIT 公司产品。

风电厂还不能给负荷中心供电。不过，在理论上建立直流覆盖电网的思想已经可行 (见图 5.41)。

HVDC 的特点和优势可以总结为以下几点：

1）有 3 种 HVDC 技术可供选用：VSC、经典、大容量。

2）直流输电比交流输电的线路损耗少 30% ~50% 。

3）对于海底电缆输电（超过 80km），HVDC 是唯一的解决方案。

4）HVDC 可以与现存的交流电网整合在一起。

5）HVDC 可以在系统稳定方面为交流提供支持。

6）利用 HVDC 进行系统互联和整合。

① 直流可以很好地抵抗级联效应的干扰

② 双向潮流控制

③ 频率、电压和电能振荡衰减控制可行

④ 分段连接十分容易

⑤ 不会增加短路功率

⑥ 直流功率稳定器

将 FACTS 和经典式的可控整流 HVDC 技术进行有机结合是可行的。现最高水平的 HVDC 技术是以 VSC 为基础的，其中 FACTS 的无功潮流控制功能已经整合完成，这就意味着不需要附加 FACTS 控制器。然而，当电能传输的量达到 GW 级别时，仍需采用经典式系统，比如以晶闸管可控整流技术为基础的 HVDC 系统。

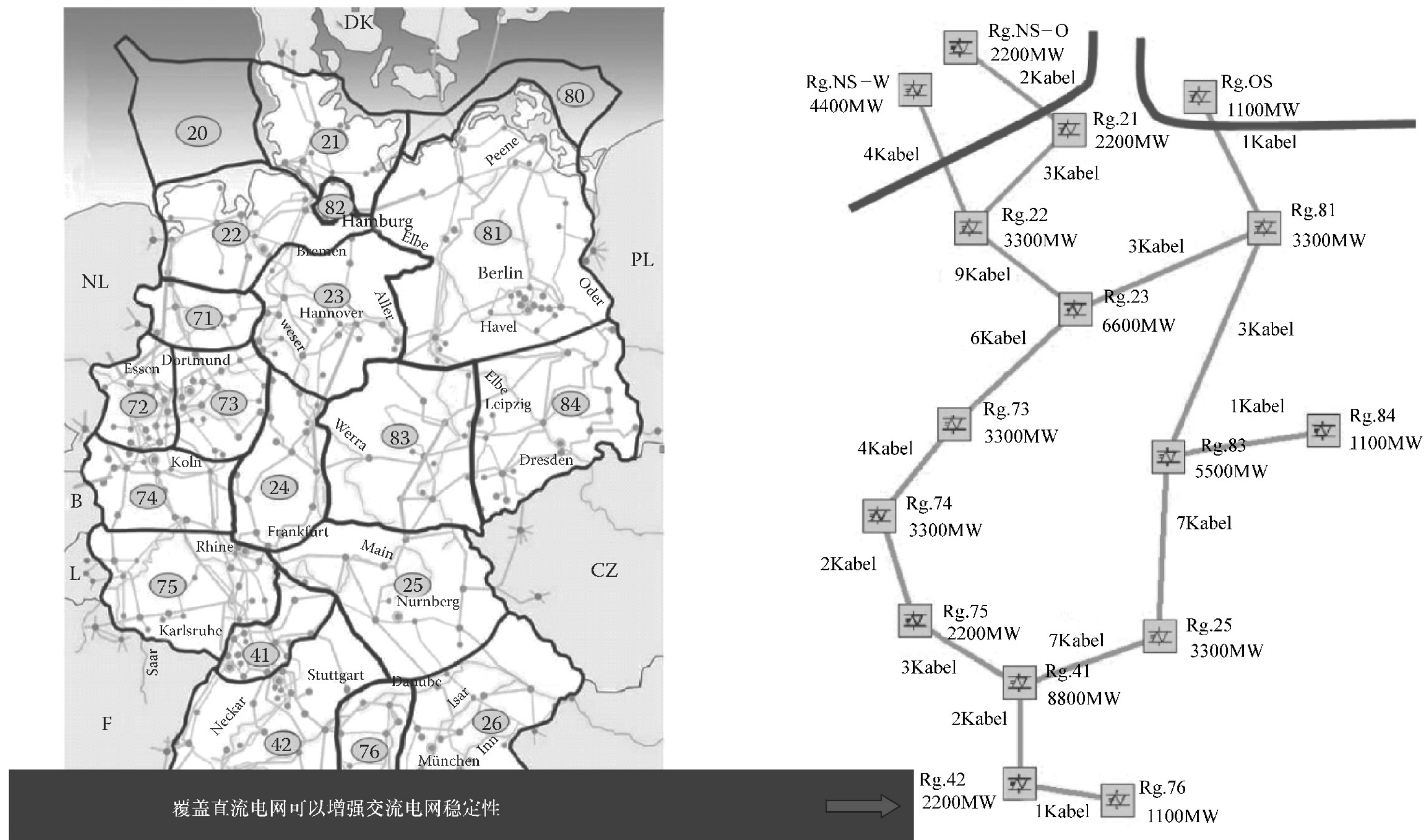



图 5.41　多端网络研究——德国案例：北海地区提供大量风电给南部负荷中心带来的影响

## 致谢

非常感谢前同事 Gerhard Juette（已退休）对本书第 2 版本章给予的极大帮助。本书第 3 版中的大部分图片都来自德国西门子公司，十分感谢该公司提出的宝贵建议。

## 参 考 文 献


1. Economic Assessment of HVDC Links, CIGRE Brochure Nr.186 (Final Report of WG 14–20), June 2001.
2. Hingorani, N.G., Flexible AC transmission, *IEEE Spectrum*, 30, 40–45, April 1993.
3. Kirschner, L., Retzmann, D., and Thumm, G., Benefits of FACTS for power system enhancement, *IEEE/PES T & D Conference*, Dalian, China, August 14–18, 2005, p. 7.
4. Breuer, W., Povh, D., Retzmann, D., and Teltsch, E., Trends for future HVDC applications, *16th CEPSI*, Mumbai, India, November 6–10, 2006.
5. European Technology Platform SmartGrids, *Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, Luxembourg, Belgium, 2006.
6. Beck, G., Povh, D., Retzmann, D., and Teltsch, E., Global blackouts: Lessons learned, *Power-Gen Europe*, Milan, Italy, June 28–30, 2005.
7. Krishnayya, P.C.S. et al., Fire aspects of HVDC Thyristor valves and valve halls, Paper presented at *CIGRE 35th International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, France, 1994, p. 13.
8. Holweg, J., Lips, H.P., and Sachs, G., Flame resistance of HVDC thyristor valves: Design aspects and flammability tests, Paper 410–04 presented at *CIGRE Symposium*, Tokyo, Japan, 1995.
9. Liu, W.J., Breuer, W., and Retzmann, D., Prospects of HVDC and FACTS for sustainability and security of power systems, *APSCOM 2009—The 8th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, Challenges and Solutions in Electricity Supply Industry for Tomorrow, Hong Kong, Japan, November 8–11, 2009, p. 13.
10. Pereira, M. and Sadek, K., Application of power active filters for damping harmonics, Paper presented at *CIGRE Study Committee 14 International Colloquium on HVDC and FACTS*, Montreal, Quebec, Canada, 1995.
11. Andersen, N., Gunnarsson, S., Pereira, M., Fritz, P., Damstra, G.C., Enslin, J.H.R., and O'Lunelli, D., Active filters in HVDC applications, Paper presented at *CIGRE International Colloquium on HVDC and FACTS*, Johannesburg, South Africa, 1997.
12. CIGRE Working Group 14.28, Active dc filters in HVDC applications, *Electra*, 187, 1999.
13. Westerweller, T., Pereira, M., Huang, H., and Wild, G., Performance calculations and operating results of active harmonic filters for HVDC transmission systems, Paper presented at *IEEE-PES Summer Meeting*, Vancouver, British Columbia, Canada, 2001.
14. Sørensen, P.L., Pereira, M., Sadek, K., and Wild, G., Active AC filters for HVDC applications, Paper presented at *CIGRE International Conference on Power Systems (ICPS)*, Wuhan, China, 2001, p. 5.
15. Torgerson, D.R., Rietman, T.R., Edris, A., Tang, L., Wong, W., Mathews, H., and Imece, A.F., A transmission application of back-to-back connected voltage source converters, Paper presented at *EPRI Conference on the Future of Power Delivery in the 21st Century*, La Jolla, CA, 1997.
16. Asplund, G., Eriksson, K., Svensson, K., Jiang, H., Lindberg, J., and Palsson, R., DC transmission based on voltage source converters, Paper 14–302, CIGRE, Paris, France, 1998.
17. Electric Power Research Institute and Western Area Power Administration, Modeling development of converter topologies and control for BTB voltage source converters, TR-111182, EPRI, Palo Alto, CA, and Western Area Power Administration, Golden, CO, 1998.
18. Schauder, C.D. et al., TVA STATCON installation, Paper presented at *CIGRE Study Committee 14 International Colloquium on HVDC and FACTS*, Montreal, Quebec, Canada, 1995.

19. Schauder, C.D. et al., Operation of ±100 MVAr TVA STATCON, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12, 1805–1811, 1997.
20. Mehraban, A.S. et al., Application of the world's first UPFC on the AEP system, Paper presented at *EPRI Conference on the Future of power Delivery*, Washington, DC, 1996.
21. Arabi, S., Hamadanizadeh, H., and Fardanesh, B., Convertible static compensator performance studies on the NY state transmission system, *IEEE Transactions on Power Systems*, 17, July 2002.
22. Knight, R.C., Young, D.J., and Trainer, D.R., Relocatable GTO-based static VAr compensator for NGC substations, Paper 14–106 presented at *CIGRE Session*, Paris, 1998.
23. Zhao, Z. and Iravani, M.R., Application of GTO voltage source inverter in a hybrid HVDC link, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 9, 369–377, 1994.
24. Schettler, F., Huang, H., and Christl, N., HVDC transmission systems using voltage-sourced converters—Design and applications, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vancouver, British Columbia, Canada, July 2000.
25. Hingorani, N., I*EEE PES Working Group I8 on Power Electronics Building Block Concepts—High Voltage Power Electronics Stations Subcommittee (I0) of the Substations Committee.*
26. Marquardt, R. and Lesnicar, A., New concept for high voltage-modular multilevel converter, *PESC Conference*, Aachen, Germany, 2004, p. 5.
27. Bernet, S., Meynard, T., Jakob, R., Brückner, T., and McGrath, B., Tutorial multi-level converters, *Proceedings of the IEEE-PESC Tutorials*, Aachen, Germany, 2004, p. 16.
28. VSC Transmission, CIGRE Brochure No. 269, CIGRE Working Group B4.37, April 2005.
29. Pérez de Andrés, J.M., Dorn, J., Retzmann, D., Soerangr, D., and Zenkner, A., Prospects of VSC converters for transmission system enhancement, *PowerGrid Europe*, Madrid, Spain, June 26–28, 2007.
30. Dorn, J., Huang, H., and Retzmann, D. Novel voltage-sourced converters for HVDC and FACTS applications, *CIGRÉ Symposium*, Osaka, Japan, November 1–4, 2007.
31. Gemmell, B., Dorn, J., Retzmann, D., and Soerangr, D., Prospects of multilevel VSC technologies for power transmission, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference & Exposition*, Chicago, IL, April 21–24, 2008, p. 16.
32. Povh, D. and Retzmann, D., *Part 1 HVDC 'Classic & Bulk'*; Kreusel, J., *Part 2 VSC HVDC: Integrated AC/DC Transmission Systems—Benefits of Power Electronics for Security and Sustainability of Power Supply*; PSCC, Survey Session 2, Glasgow, U.K., July 14–18, 2008.
33. Dorn, J., Huang, H., and Retzmann, D., *A New Multilevel Voltage-Sourced Converter Topology for HVDC Applications*, CIGRÉ, Paris, France, August 24–29, 2008.
34. Retzmann, D., *Part 1 Modular Multilevel Converter—Technology & Principles—Part 2 HVDC/FACTS Using VSC—Applications & Prospects*, Cigré-Brazil B4 "Tutorial on VSC in Transmission Systems—HVDC & FACTS, Rio de Janeiro, Brazil," October 6–7, 2009.
35. Gambach, H. and Retzmann, D., PEBB concepts—From medium voltage drives to high voltage applications, *IEEE – ISIE*, Bari, Italy, July 2010.
36. Lemes, M., Retzmann, D., Schultze, A., and Uecker, K., Challenges and solutions for grid access of wind power—The Smart Grid, *International CIGRE Symposium on Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources*, Recife, Pernambuco, Brazil, April 3–6, 2011.
37. Claus, M., Mcdonald, S., Cahill, P., Retzmann, D., Pereira, M., and Uecker, K., Innovative VSC technology for integration of "green energy"—Without impact on system protection and power quality, *CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, Germany, June 6–9, 2011, p. 4.
38. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacities, Parts I and II*, IEEE Std. 1204–1997, IEEE, Piscataway, NJ, 1997.
39. deLaneuville, H., Haidle, L., McKenna, S., Sanders, S., Torgerson, D., Klenk, E., Povh, D., Flairty, C.W., and Piwko, R., Miles City Converter Station and Virginia Smith Converter Station Operating Experiences, Paper presented at *IEEE Summer Power Meeting*, San Diego, CA, 1991.

40. CIGRE Working Group 33-05, Application guide for insulation coordination and arrester protection of HVDC converter stations, *Electra*, 96, 101–156, 1984.
41. *Impacts of HVDC Lines on The Economics of HVDC Projects*, CIGRE Brochure No. 366, Final Report of Joint Working Group B2/B4/C1.17, August 2009.
42. Povh, D., High voltage direct current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV, IEC TC 115.
43. Schneider, H.M. and Lux, A.E., Mechanism of HVDC wall bushing flashover in nonuniform rain, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6, 448–455, 1991.
44. Porrino, A. et al., Flashover in HVDC bushings under nonuniform rain, Paper presented at *9th International Symposium on High Voltage Engineering*, Graz, Austria, 1995, Vol. 3, p. 3204.
45. HVDC Converter Stations for Voltages above ±600 kV, CIGRÉ Working Group 14.32, December 2002.
46. Åström, U., Weimers, L., Lescale, V., and Asplund, G., Power transmission with HVDC at voltages above 600 kV, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, Dalian, China, August 14–18, 2005, p. 6.
47. Åström, U., Lescale, V., and Gao, L., Status and special aspects of Xiangjiaba-Shanghai 800 kV UHVDC project, *International Conference on UHV Power Transmission*, Beijing, China, May 2009, p. 6.
48. Technological assessment of 800 kV HVDC applications, CIGRÉ Brochure No. 417, CIGRE Working Group B4.45, June 2010.
49. Lemes, M., Retzmann, D., Soerangr, D., and Uecker, K., Security and sustainability with UHV DC super grid solutions—World's first project in operation, *International CIGRE Symposium on Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources*, Recife, Pernambuco, Brazil, April 3–6, 2011.
50. Tykeson, K., Nyman, A., and Carlsson, H., Environmental and geographical aspects in HVDC electrode design, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11, 1948–1954, 1996.
51. Holt, R.J., Dabkowski, J., and Hauth, R.L., HVDC power transmission electrode siting and design, ORNL/Sub/95-SR893/3, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, 1997.
52. Bachmann, B., Mauthe, G., Ruoss, E., Lips, H.P., Porter, J., and Vithayathil, J., Development of a 500 kV airblast HVDC circuit breaker, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 9, September 1985.
53. Vithayathil, J.J., Courts, A.L., Peterson, W.G., Hingorani, N.G., Nilson, S., and Porter, J.W., HVDC circuit breaker development and field tests, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 104, 2693–2705, 1985.
54. Edris, A., Zelingher, S., Gyugyi, L., and Kovalsky, L., Squeezing more power from the grid, *IEEE Power Engineering Review*, 22, June 2002.
55. Breuer, W., Retzmann, D., and Uecker, K., Highly efficient solutions for smart and bulk power transmission of green energy, *21st World Energy Congress*, Montreal, Quebec, Canada, September 12–16, 2010.
56. Aggarwal, R.K., Mukherjee, A., and Retzmann, D., Improved power system performance by co-ordinated GMPC control for parallel AC/DC operation, *International Conference on Power Generation, System Planning and Operation*, Indian Institute of Technology, New Delhi, India, December 12–13, 1997, p. 11.
57. Mukherjee, A., Nietsch, C., Povh, D., Retzmann, D., and Weinhold, M., Advanced technologies for power transmission and distribution in South Asia—Present state and future trends, *South Asia Power Conference & Exhibition*, Calcutta, India, November 20–22, 1996.
58. Haeusler, M., Huang, H., and Papp, K., Design and testing of 800 kV HVDC equipment, *Proceedings of CIGRE Conference*, Paris, France, 2008, p. 8.
59. Braun, K., Karlecik-Maier, F., Retzmann, D.W., Hormozi, F.J., and Piwko, R.J., Advanced AC/DC real-time and computer simulation for the Mead-Adelanto Static VAR compensators, *11th Conference on Electric Power Supply Industry CEPSI*, Kuala Lumpur, Malaysia, October 21–25, 1996, p. 10.

60. Piwko, R.J. et al., The slatt thyristor-controlled series capacitor, Paper 14–104 presented at *CIGRE 35th International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, France, 1994, p. 5.
61. Montoya, A.H., Torgerson, D.A., Vossler, B.A., Feldmann, W., Juette, G., Sadek, K., and Schultz, A., 230 kV advanced series compensation Kayenta substation (Arizona), project overview, Paper presented at *EPRI FACTS Workshop*, Cincinnati, OH, 1990, p. 5.
62. Renz, K.W. and Tyll, H.K., Design aspects of relocatable SVCs, Paper presented at *VIII National Power Systems Conference*, New Delhi, India, 1994, p. 5.
63. Koch, H. and Retzmann, D., Connecting large offshore wind farms to the transmission network, *IEEE PES T&D Conference*, New Orleans, LA, April 19–22, 2010, p. 5.
64. Fardanesh, B., Henderson, M., Shperling, B., Zelingher, S., Gyugi, L., Schauder, C., Lam, B., Mountford, J., Adapa, R., and Edris, A., *Feasibility Studies for Application of a FACTS Device on the New York State Transmission System*, CIGRE, Paris, France, 1998.
65. International Electrotechnical Commission, *Determination of Power Losses in HVDC Converter Stations*, IEC Std. 61803.
66. Beranek, L.L., *Noise and Vibration Control*, rev. edn., McGraw Hill, New York, 1971, Institute of Noise Control Engineering, 1988.
67. Smede, J., Johansson, C.G., Winroth, O., and Schutt, H.P., Design of HVDC converter stations with respect to audible noise requirements, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10, 747–758, 1995.
68. CIGRE Working Group 04, Protocol for reporting the operational performance of HVDC transmission systems, CIGRE Report WG 04, presented in Paris, France, 2004.
69. Christofersen, D.J., Vancers, I., Elahi, H., and Bennett, M.G., A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world, presented at *CIGRE Session*, Paris, France, 2004.
70. Cochrane, J.J., Emerson, M.P., Donahue, J.A., and Wolf, G., A survey of HVDC operating and maintenance practices and their impact on reliability and performance, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(1), 1995.
71. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Guide for the Evaluation of the Reliability of HVDC Converter Stations*, IEEE Std. 1240–2000, IEEE, Piscataway, NJ, 2000.
72. Vancers, I. et al., A summary of North American HVDC converter station reliability specifications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8, 1114–1122, 1993.
73. Canelhas, A., Peixoto, C.A.O., and Porangaba, H.D., Converter station specification considering state of the art technology, Paper presented at *IEEE/Royal Institute of Technology Stockholm Power Tech: Power Electronics Conference*, Stockholm, Sweden, 1995, p. 6.
74. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Guide for a Detailed Functional Specification and Application of Static VAr Compensators*, IEEE Std. 1031–2000, IEEE, Piscataway, NJ, 2000.
75. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Recommended Practice for Test Procedures for High-Voltage Direct Current Thyristor Valves*, IEEE Std. 857–1996, IEEE, Piscataway, NJ, 2000.
76. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Guide for Commissioning High-Voltage Direct Current Converter Stations and Associated Transmission Systems*, IEEE Std. 1378–1997, IEEE, Piscataway, NJ, 1997.
77. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Guide for Static VAr Compensator Field Tests*, IEEE Std. 1303–2000, IEEE, Piscataway, NJ, 2000.
78. Weiss, S. et al., Kayenta staged fault tests, Paper presented at *EPRI Conference on the Future of Power Delivery*, Washington, DC, 1996, p. 6.
79. Bjorklund, P.E. and Jonsson, T., Capacitor commutated converters for HVDC, Paper presented at *IEEE/Royal Institute of Technology Stockholm Power Tech: Power Electronics Conference*, Stockholm, Sweden, 1995, p. 6.
80. Asplund, G. et al., Outdoor thyristor valve for HVDC, *Proceedings of the IEEE/Royal Institute of Technology Stockholm Power Tech; Power Electronics*, Stockholm, Sweden, June 18–22, 1995, p. 6.
81. Vithayathil, J.J. et al., DC systems with transformerless converters, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10, 1497–1504, 1995.

82. Carlsson, L. et al., Present trends in HVDC converter station design, Paper presented at *Fourth Symposium of Specialists in Electrical Operation and Expansion Planning (IV SEPOPE)*, Curitiba, Brazil, 1994.
83. Balbierer, S., Haeusler, M., Ramaswami, V., Hong, R., Chun, Sh., and Tao, Sh., Basic design aspects of the 800 kV UHVDC project Yunnan-Guangdong, *Sixth International Conference of Power Transmission and Distribution Technology*, Guangzhou, China, 2007, p. 6.
84. Kumar, A., Wu, D., and Hartings, R., Experience from first 800 kV HVDC test installation, *International Conference on Power Systems (ICPS-2007)*, Bangalore, India, December 12–14, 2007, p. 5.
85. Claus, M., Retzmann, D., Sörangr, D., and Uecker, K., Solutions for smart and super grids with HVDC and FACTS, *17th CEPSI*, Macau, SAR of China, October 27–31, 2008, p. 9.
86. Zhang, D., Haeusler, M., Rao, H., Shang, Ch., and Shang, T., Converter station design of the ±800 kV UHVDC Project Yunnan-Guangdong, *17th CEPSI*, Macau, China, October 27–31, 2008, p. 5.
87. Nayak, R.N., Sehgal, Y.K., and Sen, S., Planning and design studies for +800 kV, 6000 MW HVDC system, *CIGRÉ*, Article B4–117, 2008, p. 11.

# 第 6 章　变电站自动化接口

6.1　硬件的挑战 ………………………………… 105
变电站自动化系统组件 · 接口布置 · 环境 · 电气环境
6.2　测量 ……………………………………… 108
什么需要测量 · 性能要求 · 数字化测量的特点 · 仪用互感器 · 新型测量技术 · 变电站接线方式 · 测量设备 · 缩放测量值
6.3　状态监测 ………………………………… 120
触头性能 · 模糊性 · 润源 · 接线方式
6.4　控制功能 ………………………………… 123
插入式继电器 · 控制电路设计 · 闭锁装置 · 控制用智能电子设备
6.5　变电站通信网络 ……………………… 126
点对点网络 · 点对多点网络 · 对等网络 · 光纤系统 · 设备通信 · 通信网络可靠性 · 通道容量评估
6.6　自动化系统测试 ……………………… 131
测试设备 · 调试计划 · 运行测试
6.7　总结 ……………………………………… 134
参考文献……………………………………… 135

James W. Evans
The st. Claire Group，LLC

电力公司变电站自动化（SA）系统依靠变电站及其相关设备之间的接口相互联系，将电力系统的运行与控制维持在一个较高的置信水平。同时它对其用户的服务水平也必须达到一定的层次才能保证其有效性。本章介绍了变电站自动化系统的一些典型功能，以及关于变电站设备自动化系统与各设备之间接口的一些重要方面。

# 6.1　硬件的挑战

## 6.1.1　变电站自动化系统组件

电力变电站自动化系统通过通信技术集成任意数量的设备，来实现监测、控制以及配置变电站的功能。

变电站自动化系统包括基于微处理器的智能电子装置（IED），它可以向系统提供输入和输出以实现一些基本控制或处理命令。常见的智能电子装置是继电保护器、负荷跟踪或操作指示仪表、计量仪表、可编程逻辑控制器（PLC），以及各种形式的电力设备控制器。需要实现变电站的特定功能时需要设置一些其他的专用设备。这些可能包括传感器、位置感应器和一些插入式继电器。专用设备经常使用控制器（SA 控制器）或接口设备（RTU）连接到 SA 系统。变电自动化（SA）系统通常具有一个或多个通信接口与外部电网相连。

常见的通信接口包括公用事业运营中心、维修办公室或工程中心，也会存在如变电站显示器或用户站，以及连接到部分变电站的主计算机等设备。大多数 SA 系统连接到传统的监控和数据采集（SCADA）系统的主站，这满足了设备运行与一个或多个工作站的实时性。同理，SA 系统还可以结合数据采集系统（SCADA）的远程终端单元（RTU）变量，或者说 RTU 的功能可应用于 SA 控制器或变电站主计算机中。其他用途程序通常采用桥接、网关或网络处理器连接到系统。这里所描述的组件如图 6.1 所示。

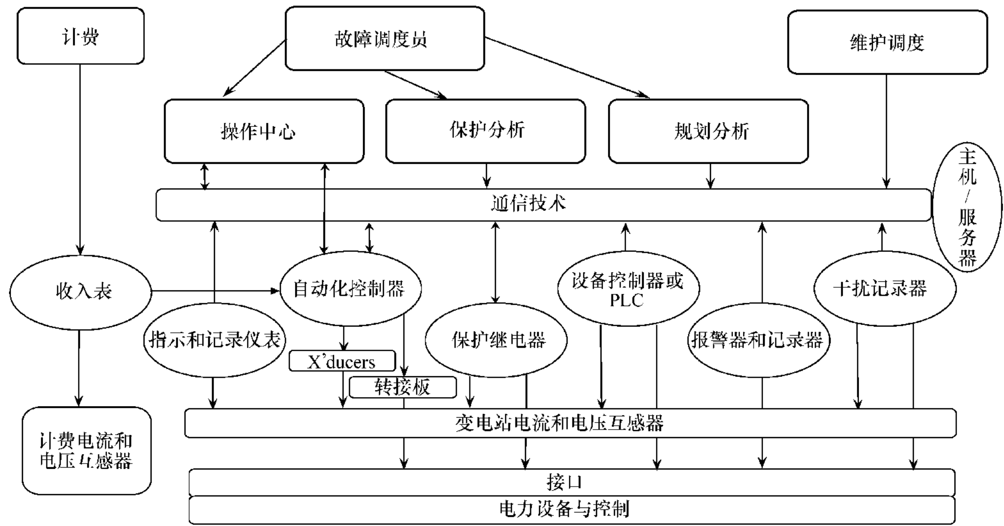



图 6.1　变电站自动化系统功能框图

### 6.1.2 接口布置

如图6.1描述的那样，变电站自动化（SA）系统接口通过中间继电器来控制电站设备，同时通过仪表、继电保护器、传感器和其他测量设备来测量回路电流。这些接口通过与智能电子装置或专用的接口设备连接来实现特定自动化功能。该接口可分布在整个站或者集中在一到两个机柜内。找到合适的空间并布置接口是一个具有挑战型的问题，这取决于基站控制中心面板的可用空间和布局，小型变电站比大型的更具挑战性。接口的位置也取决于多少变电站将被改建为自动化变电站以及进行改建分配的预算。每个设备的设计都需要从经济和工程两方面考虑。

集中式接口简化了现有变电站安装自动化（SA）系统，因为接口设备的放置只需一个或两个面板就可容纳包括：新型变电站自动化（SA）控制器、变电所主机、人机界面（HMI）、离散接口和新型智能电子（IED）设备。然而，综合布线则需要从每个控制和监视设备面板考虑，要满足面板布线的绝缘、分离、导体尺寸以及互联终端的标准。变电站自动化系统－变电站设备集中式接口会将尽可能多的控制和互感器电路集中在一个面板或机柜内，并且要求可以承受火灾和人为失误造成的可严重损害该站安全的不利影响。这种做法已被广泛用于早期的数据采集系统（SCADA）中，它把所有的接口都集成在数据采集（SCADA）系统的远程终端单元（RTU）周围，同时能驱动组态从数据采集（SCADA）系统上传到变电站自动化系统。

将接口设备布置在每个监测或控制面板上是十分困难的，同时也使得设计方案更加昂贵和困难。每个接口必须放置在单独的位置，而且会占用更多的面板。如果使用一个低能量接口（小于50V），不仅可以大幅节省电缆成本，而且可以用更少的昂贵电缆和硬件设施连接变电站（SA）控制器和接口设备。低能量接口可以减少变电站综合布线对系统的影响，以及减少额外的电缆桥架、电线和管道。

当变电站自动化（SA）系统包含了继电器保护装置、盘装式指示仪表或者具有控制功能的PLC组件时，分布式布置更加合理。保护方面的工程师基于变电站的安全，通常使保护装置与逻辑组件分离。相似的问题往往决定了指示仪表和PLC的位置。在变电站，许多电力公司都放弃了“老式的”操作“工作台板”，这有利于将运行控制和检查硬件渗透到整个变电站。SA系统的接口变成了变电站侧智能电子（IED）装置和变电站自动化侧通信信道的接口。根据不同的智能电子设备的通信能力，变电站自动化（SA）接口可以像智能电子装置和变电站自动化控制器之间的保护和双绞线电缆布置一样简单。通信接口也有比较复杂的，这需要多个短途RS－232连接到通信控制器。“高端”智能电子装置经常有将复杂的网络集成以太网的功能。这些途径也可以利用光纤系统和非屏蔽双绞线（UTP）以太网电缆或同轴电缆或它们的特定组合。

由于变电站内增加了布线距离，系统安装成本也随之增加，特别是需要额外的

电缆桥架或者管道时，如果这些管道是必须的，则更是如此。使用变电站自动化（SA）通信技术和智能电子设备往往可以降低互连成本。由于变电站的分布多且小，形成变电站自动化枢纽可以减少通信链路到变电站自动化（SA）控制器所需要的布线。同样，这些集线器可以使用电光纤（F/O）技术隔离，以提高安全性和可靠性。更复杂的变电站自动化（SA）系统使用多个通信系统，以保证通道被破坏时可用性。

外部影响可能会决定设计和施工选择。这些方面包括操作流程，甚至客户需求。例如，在某些规范管辖区，增添或升级变电站被认为是“设备改建”，这样它可以附加到投资基础上。那么该项目必须是全方面的更换，从系统到控制面板。会计实务将面板的升级或者增加标为“费用”而不是“资本”；因此，改建不能被添加到投资基础中，并需要额外支付。在采用这种做法时，唯一合理的设计方案是采用全部替换并避免部分升级。

### 6.1.3　环境

变电站的环境是 SA 设备的另一个挑战。变电站的控制室中很少有暖气或者空调。环境温度范围可从远低于冰点到高于 100℉（40℃）。金属铠装式开关变电站环境温度可以达到 140℉（50℃）甚至更高的气温。温度变化会影响智能电子装置、远程终端和传感器测量组件的稳定性。良好的温度稳定性对变电站自动化（SA）系统的设备很重要，需要在设备采购规范中对其做出定义和要求。IEEE 1613 标准定义了变电站自动化系统通信部件的环境要求。变电站自动化（SA）系统的设计人员需要特别注意选择变电站自动化（SA）设备的温度规格。在很多环境中，需要设置独立供热或空调设备。

当设备安装在户外时，温度往复变化使问题加剧，而且降水以及凝结水使问题更加麻烦。室外机柜通常需要加热器来控制它们的温度，以防止凝露。加热器的布置应仔细审查，因为它们会降低温度稳定性，甚至在机柜内产生过热点，这会损坏组件或缩短组件使用寿命。离电源电池比较近的加热器有助于改善低温性能，但高环境温度也会对电池寿命产生不利影响。同时，不让降水进入机箱内是十分重要的。门封条四周滴水防护物和排水沟将会减少水分渗透。通风机柜有助于限制来自电池充电产生的易爆气体的积聚，但同时可能造成水分的渗透。另外必须引起注意的是太阳辐射会影响机箱外壳温度。产品规格标识、可适应更宽温度范围的部件、涂层电路板、耐腐蚀的硬件都是指定和选择变电站自动化（SA）设备进行户外安装所需要考虑的一部分。

环境因素还包括空气污染、灰尘、污垢以及变电站周围可能出现的腐蚀性环境。为了克服这些问题可能需要特殊保护的无腐蚀性柜和空气过滤器。昆虫和野生动物也需要被拒之门外。在一些地区，需要特别重视抗震性。

### 6.1.4 电气环境

变电站的电气环境是苛刻的。电力设备及其控制的操作会产生高强度的电磁噪声及瞬变。操作高压隔离开关会使变电站、电位器和控制电缆进入或离开开关站的电流产生瞬变并分散到整个设备。对于断路器、电容器和分接开关操作站的控制也可以产生整个电源及变电站配线服务站的瞬变。特高压（超高压）站和站接线都有很高的静电场强度。最后，在故障或切换时可能会损坏变电站电气设备。IEEE 标准 1613－2003 定义了测试变电站自动化（SA）系统组件的电气环境。IEEE 标准 C37.90－2005、IEEE 标准 C37.90.1－2002、IEEE 标准 C37.90.2－2004 和 IEEE 标准 C37.90.3－2001 定义保护设备的电气环境试验要求。

有效接地对控制电气噪声以及对变电站电气设备的影响是至关重要的。智能电子装置需要一个可靠的接地系统，使内部的抑制有效。接地系统应当径向单点接地并与信号和保护接地分开。信号接地为了防止浪涌过电压需要大电阻接地。它们必须尽可能短，并为设备的逻辑部件建立一个统一的地面点。这些措施有助于抑制噪声引入和测量电路瞬变。这个方面考虑通常会出现在 IED 制造商的安装说明，他们的意见应该得到重视。

电气噪声的影响可以用浪涌抑制、带屏蔽双绞布线，以及谨慎的电缆分离的做法来控制。变电站互感器和控制线路过电压可以用电容、金属氧化物压敏电阻（MOV）和半导体器件来抑制。IEEEC37.90－2005 规定，智能电子装置的浪涌抑制器应能使设备保持在“浪涌边界”。然而，浪涌抑制器也会引起可靠性问题。浪涌抑制器必须有足够的能量吸收和协调能力，以便所有抑制器能够维持相同的电压。否则，最低功耗、最低电压抑制设备将失效。瞬态抑制器的多次失败可以造成重要站信号短路接地，导致熔断电压互感器（VT）熔丝，短路电流互感器（CT）和短路控制线路，甚至误跳闸。即使影响再小，也会使钳位最低的电压器件失效；甚至是降低抑制结果的有效性，造成误操作和设备的不可预期性损坏。

虽然每个安装都有一个独特的噪声环境，但一些测试可以控制噪声问题。IEEE 浪涌承受能力测试 IEEE 标准 C37.90－2005 的防护设备和 IEEE 标准 1613－2003 的自动化设备，解决了操作高压隔离开关和机电控制设备的操作产生的瞬变。这些测试可应用于实验室或工厂车间的设备。它们可以运用到指定站接口设备。绝缘电阻和高电位测试有时也是有用的，并且适用于许多电力变电站设备的标准要求。

## 6.2 测量

电力公司的变电站自动化（SA）系统从发电机、输电线路、变压器、站接线和配电馈线电源系统收集性能参数（即 V、A、W、var）。能量输出和使用的测量

（即 kWh 和 kvar h），对金融交易的变化也至关重要。其他测量，例如变压器的温度、绝缘性气体的压力、现场发电的燃料箱液位或水轮发电机的水位可能也被包括在测量系统的套件中。通常情况下，变压器分接头位置，调节器位置，或其他多个测量位置如果在测量时也要处理。这些数值通过智能电子设备、传感器和许多描述的传感器进入变电站自动化（SA）系统。用于测量的要求最好由测量的用户限定。需要考虑 IEEE 标准 C37. 1 – 2007 第 5 条有关定义的测量要求。

智能电子装置、仪表和传感器测量电气参数（W、var、V、A）如图 6. 2 所示。它们将仪用变压器输出转换为通信方式可用的数字化值或者 DC 电压，或者是可以被传统的数据采集（SCADA）远程终端单元（RTU）及变电站自动化（SA）控制器容易读取的电流。

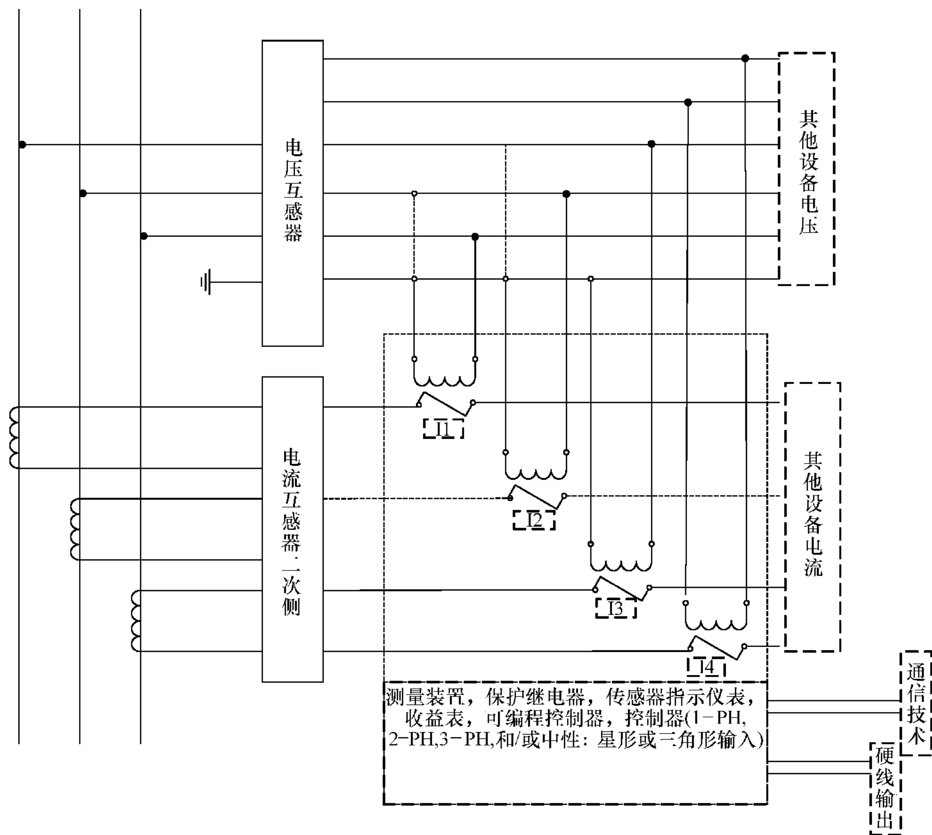



图 6. 2　变电站自动化系统的电气测量接口

无论测量是否源自智能电子装置（IED）的 AC 输入信号或者传感器的外部数字化进程的直接数字转换而得，其结果在功能上都是相同的。然而，执行信号处理和数字转换直接作为智能电子装置（IED）的主要功能部分是使用补充算法来处理

测量结果。传感器采用模拟信号处理技术来达到它们的结果。智能电子装置（IED）使用一个通信信道传递数字化的数据到变电站自动化（SA）控制器，而不是把常规的模拟信号用外部设备进行数字化。

### 6.2.1 什么需要测量

变电站自动化（SA）系统的测量套件能提供给许多具有不同需求的用户服务。指定测量设备和设计自己位置时评估这些要求是十分重要的，因为所有智能电子装置（IED）测量功能并不是相同的而且可能不是服务于特定用户。例如把保护继电器的测量结果用于满足衡量能量交换的核算，这是不可能的，除非该设备已在必要的预算测量合格。其中测量的性能差异是很重要的其他实例可能不那么明显，但可以对收集到的数据和包括在一个过程数据的结果的可用性产生显著影响。在另一点上，规划者更喜欢那些与平均值的算法，不是瞬时值或平均值测量。

同样，智能电子装置（IED）的主传感器的位置可能不是测量所需的正确位置。例如，测量应该在变压器一次侧，实际自动重合闸控制电力变压器的二次侧，或在反馈侧的测量不能完全等效。值得注意的是，重合闸测量包括变压器线圈和电抗能量损耗不会影响变压器的测量结果。通过分段开关或电抗器电压传感器可以把相邻的母线上的电流传感器与电压传感器区分开，并且电压传感器可以测得差值。这里有许多传感器设置的细节以及相互之间的影响。

测量人员的工作之一是制定测量要求。系统用户需要确定他们系统中需要测量的是哪些。根据这些测量，他们应该提供在电网中所做的包含这些测量的详细信息。他们需要指定精度要求，并且适用标准必须应用到这些测量中。用户还必须定义的性能参数，诸如延时和刷新速率将更详细地在下面的章节中讨论。在提供系统设计之前，设计人员要有这些要求在手。如果没有具体要求时，设计者必须预测什么要求是充分的。然而，许多系统都没有进行这个步骤，结果就是给用户带来不满，使设计不被信任，并增加了纠正问题的花费，这是十分不幸的。

### 6.2.2 性能要求

在变电站自动化（SA）系统的规划阶段，采集的数据的经济价值要与测量花费比较。性能要求要在数据质量与满足用户和系统功能之间寻求平衡。这会影响到测量接口的方案设计，同时也是智能电子装置和传感器的性能指标以及所采用的测量方法的考虑前提。这个步骤是重要的。指定一个比需求性能更高的测量系统提高了整个系统的成本。相反，当该测量系统必须升级时构建一个低性能的系统则增加了成本。给没有接近实际测量技术的测量系统选择特定的智能电子装置（IED）可能会导致令人失望的结果。

为了得到满意的效果，需要考虑测量模块与可利用的变压器之间的电气关系。由于测量传感器的适用性，在实际的电站安装自动化监控中有许多设计需要妥协。

在使用保护继电器做为负载监控数据源（IED）的时候特别能体现出来这一点。因为电流的增加或减少可能对故障测量没有重大影响，保护工程师往往在一个测量点上忽视这些。而在潮流测量中则不可忽视这些差异。测量源的位置也可能影响测量结果，即电抗器或电容器的串联或并联会带来或减少无功。测量中还可能包含变压器组提供的不必要的无功分量。当分段断路器断开时，如果备用电源在相邻总线上则测量结果也可能错误。电力系统的充电电流的不平衡也影响测量精度，特别是在低负荷水平时。一些安置问题如图 6.3 所示。妥协是无止境的并且在某些状态下，每次都会产生一个不同寻常的操作条件。当缺陷被确认后要把它们更改正确是非常昂贵的，特别是如果互感器必须安装、移动或更换，以纠正问题时将会更加昂贵。

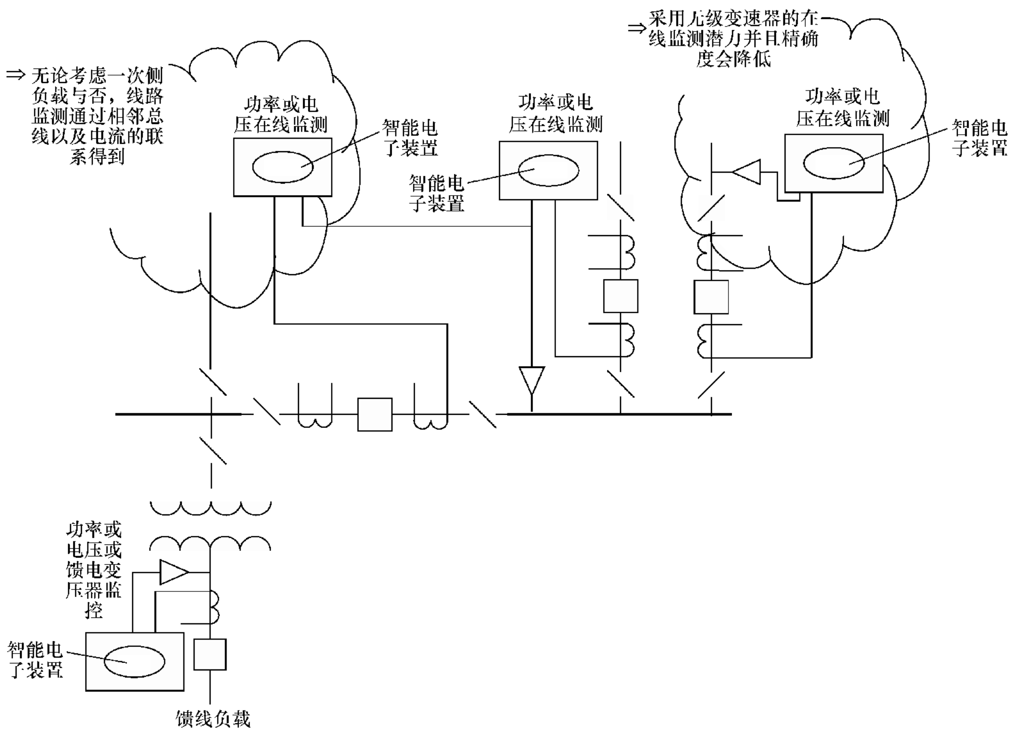



图 6.3　测量传感器的布置

整体测量精度受到诸多因素的影响。这些因素包括：互感器误差、智能电子装置或传感器的性能，以及模拟数字（A/D）转换。精度不完全基于智能电子装置（IED）、传感器或 A/D 转换器的规格。显著的测量误差往往会影响仪器变压器的性能以及在数字化过程中引起错误。IEEE 标准 C57.13 介绍了互感器的规格。

在连接点以及测量经济区交汇处监测能量交换并且与系统匹配时需要考虑计量精度。高精度、计量仪表等级、互感器，以及 0.25% 精度等级的智能电子装置或传感器，在 1% 精度或 0.5 ~ 1.0 的功率因数以及无功功率测量精度为 1% 或功率因数

为0~0.5的工况下，产生的有功功率测量结果相同。需要注意的是在低功率因数下，有功功率测量和高功率因数下的无功功率测量很难准确地做出。

当变电站自动化（SA）系统为内部潮流计算提供信息时，计量互感器通常不适用。变电站自动化（SA）智能电子装置和传感器必须比提供继电保护或负载监测的互感器精度低。在这些条件下整体精度可以很容易地减少到2%～3%的有功功率，电压和电流测量，以及5%或更大的无功功率。

### 6.2.3 数字化测量的特点

在把模拟交流电压和电流变成数字化的测量结果给变电站自动化（SA）系统测量结果的转换过程中，会在其结果中体现出一些明显的特性。把模拟直流信号转换成数字化信号的过程也会增添特性。这些添加进来的特性会影响测量的结果。

在模拟量环境中，一个信号可以是其范围内的任何值。在数字环境中，信号仅仅是其范围内唯一的离散值。这组值由A/D转换过程获得。该组数字值内的增量是由A/D转换可以解决的数目及最小分辨率状态来确定。为了讨论，考虑一个A/D转换器，其最小分辨率为1.0mV到4095mV（4.095V）。增量数字通常表示为转换器的基本二进制的格式，在这种情况下为12位。为了执行它的转换，每个输入必须进行调整，以使输入的整体范围落入0~4.095V的范围内。如果输入可以认为是正的和负的值，则转换器范围被分割，通过偏移转换，范围由给出的有效范围的1/2（2.047V）变为正负2.047V。通过这个转换器处理的测量的最小分辨率是数4095除以单极和2047除以双极。例如，如果13200V母线电压在那里被转换，15000的满量程范围将是一个合理的选择。这种测量的最小分辨率是15000/4095或者3.66V。只有显示值达到3.66V，显示值才能最接近真值，因为显示的值不能被解析为1.0V或更低。当一个测量结果被认为是双极性时，如果是直接输入的交流信号，则电压测量的最小分辨率是7.32V。用于显示该值的更好的选择是截断最后两位数字使显示器上的值显示为XY.ZW kV。

任何数字化测量的最小分辨率都会对任何过程的测量或计算的可用性产生显著影响。最小分辨率可以通过增加A/D转换器的分辨率得到改善，例如使用16位的转换器，它具有65535个状态位。在上述的例子中，最小分辨率变为15000/32768或者0.46V。分辨率越高转换器也越昂贵，并且可能不是经济需求。最小分辨率也会影响测量的动态范围。对于12位转换器，它的范围约是2000/1，16位转换器的范围约是32000/1。更真实地，12位转换器的动态范围是200/1和16位转换器是3200/1。然而，更多的特征控制着可使用的范围。

带有功率的更复杂的测量会出现更多问题。一旦功率电平进入兆瓦的级别，数量很大以致于它们不能容易地在一个16比特的单元格式下输送。这些尺度较大的数字变得很难处理，结果使更小的数字分辨率受到影响。具体细节将在本章后面讨论。

A/D 转换器具有全量程表示的准确度规格，但一般不会在中间或低于其范围内的地方表现，这在整个使用周期内是很常见的。此外，转换器被降为中端来允许转换的输入，这些输入是双极的或 AC 转换器输入接近零（变流器端）的情况。在其范围内的这部分测量经常或数次出现最小分辨率增量和准确度下降。图 6.4 显示了一个以偏移量的波段精度为范围的函数。转换器还可能引入围绕其测量值的数倍于其最小增量的顺序波动。这种“反弹”，就像所说的那样，使得观察到的测量值经常变化，以至于测量较低显著数字时测量值无法使用。

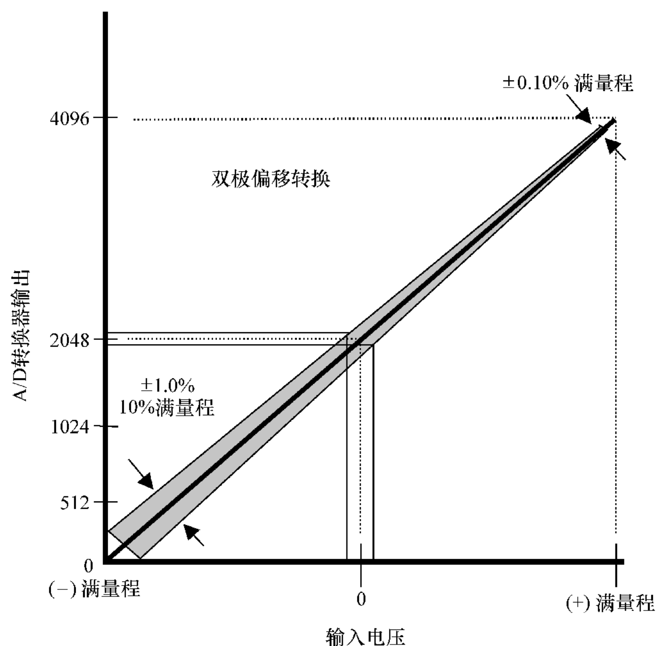



图 6.4　A/D 转换精度

变电站自动化装置（IED）和自动化控制器经常通过软件和自校准组件的帮助来尽量减少转换器的性能对测量的影响。该软件可以校正偏移和漂移，以及过滤掉或平衡一些波动。在选择测量技术之前定义一个系统的测量的性能要求是很重要的。但是值得注意的是：某些性能上的限制可以通过仔细选择测量的缩放比例，和避免在转换范围的下限进行测量来缓解。

时间延迟和时间偏移是自动化系统的设计中另外两个关于数字化测量的重要特征需要考虑的因素。而这两个特征与转换过程并没有直接关系。相对于它们如何出现，我们更关心系统是如何对它们进行处理和测量的。时间延迟是指信号从输入测量装置开始到展现给用户所需要的时间，该用户可以是人或者需要它的软件程序。造成时间延迟的因素包括：

1）处理输入到测量，以及使它们对测量设备可用的通信过程所需要的时间。

2）把测量值从测量装置的通信通道通过网络移动到测量用户的通信通道所用的时间。

3）用户通信处理以使测量对用户可用的时间。

而我们期望的情况是测量装置的输入能被测量并且在通信要求下可用。许多智能电子装置和自动化控制器具备处理测量和移动它们到通信通道的功能。保护装置保护功能优先于任何其他功能时，可能故障时更是如此。在一些设备上，在用新值刷新存储于通信通道中的内存会产生秒级的延迟。直到通信通道中有新的值，或当其计划报表时它才会请求发送旧值。凡延迟是未知时，它可以通过不断地要求测量和观察并且获得所需要的时间（查看返回值的测量输入的阶跃变化）。对于某些设备，这个时间延时是可变的，不容易预测。

一个自动化系统中可能有多个用户进行测量。每个用户检索基于一个或多个通信技术和链接他们的测量途径。用户通常根据不同的技术、不同用户之间的通路和链接预期延时。这意味着每个用户需要定义可接受的延迟性能作为定义部分。

通信技术可以对延迟有着深远的影响。不同的通信技术和信道有着不同的速度来传输数据。特定特性包括基本的通信速率、信道速率、信息处理程序和协议特征。简单的系统在可预测的进程内进行测量，这预示着用户测量传输的时间在一个或两个查询周期内。在调查周期中，延迟是直接通过信道和程序特性预测。

更复杂的系统可能有难以预料的测量设备或者中间测量设备，这些设备是测量数据在路径中移动时的中间站。中间测量设备可能会重新格式化和重新调整测量用户以及改变路径和技术。例如，一个用户的路径包括适度的高速技术，即从测量装置至第一个中间存储器和可通过远程服务器或主机链接用户的存储转发技术。因此，传输的第一部分可能需要十分之一秒即可完成，剩下的点可能需要几分钟。用户定义的期望和要求的重要性更能有所体现。这个延迟可能是多种多样的，这取决于技术和负载系数，并且可能很难预测或测量。

最后，提供给其最终目的地用户的时间的测量也是影响延时的因素。提供给用户所需值的时间的定义是将值传输给用户主机的时间。当处理值并将它们用于用户接入的休息场所时目标主机可能会引入延迟。此时也可以是基于主机的活动级别的变量。主机可以简单地缓冲新数据，直到它有时间来处理它，并把它放在数据库中。延迟也可能发生在值被检索和呈现给用户时。

延迟可能对用户的自动化测量产生重大影响。用户可以指定延迟的类型，并指定一个方法用来检查要求不被满足时会增加延迟的影响。

对于寻找一个广泛值的许多数据用户而言时间偏移是重要的。时间偏移是在一个数据集中的测量和在该集合中的任何其他测量之间的时间差。该数据集可包括在单个变电站或其子集中进行的测量。然而，一个数据集可能包含在广泛的地理区域进行的测量，其中可能包括多个变电站、发电站，甚至是负责发电调度和系统安全性的多个电力公司。显然，用户（或应用程序）不能简单地假设在数据集中的所

有值在同一时刻都精确，除非做出一些特殊的规定来保证这种情况发生。性能要求定义的一部分是确定对每个用户的数据集来说什么样的时间偏移是可接受的。至于其他特征，不同的用户有不同的需求。将测量数据发送给用户的数据传输方案，在确定和控制时间偏移中有非常显著的作用。

有些系统有规定要确保时间偏移最小化。一个减小时间偏移的简单方法是在一个特定的时间通过“冷冻并保持”它们，并将它们保存直到它们能在没有繁琐的通信链接下能被检索。应用这种方法使能量交换测量（kW h 或 kvar h）通过互联和电源是比较常见的，同样的原理也可用于其他数据集。“冻结”依靠全系统广播命令或一个高精度的时钟去同步采样测量来实现。更前沿的方法是：使用高精度的时间源，如 GPS 同步采样。然后样本数据集附加了时间标记，以便用户知道是什么时候采集的样本集。这个概念被应用到测量大面积电压相位角以用来测量和预测稳定性。

## 6.2.4　仪用互感器

高压输配网上的电气测量实际上不能直接或安全地接触到电源载流导体。相反，电压和电流必须被降低到一个安全可用的水平，才可以被输入到测量仪器。仪用互感器把电压和电流扩展到更易于管理的水平。它们也把它们的二次侧用安全的电位参考。最常见的输出范围为 0 ~ 150V 的电压和基于它们的标准输入的 0 ~ 5.0A 的电流。其他范围的使用也是如此。多数这些设备是铁心变压器。然而，其他能够执行此功能的传感器技术将进一步在本节中讨论。

### 6.2.4.1　电流互感器

各种规模和类型的电流互感器在变电站找到自己的方式为计量、控制和继电保护提供电流模型。有些电流互感器适用于变电站自动化系统有些则不能。电流互感器的性能是通过匝数比、变比误差（比率修正系数）、饱和电压、相位角误差、额定二次回路负载来表现。电流互感器通常围绕电力设备套管安装，如图 6.5 所示。它们是在中高电压设备中发现的最常见的类型。电流互感器套管为环形，有一个单一的一次线圈（电源导体）穿过其中心。从电流互感器匝数变比和绕在铁心上线圈形成了一次和二次线圈的数量。较低的电压互感器往往是一个来自于具有多圈一次和二次绕组围绕它们的“心式”或“壳式”铁心的线圈构建。匝数比是一次



图 6.5　套管式电流互感器安装

绕组的匝数除以二次绕组匝数。电流互感器二次绕组抽头通常提供多个匝数比。铁心截面积、直径和磁性能确定电流互感器的性能。当电流互感器在超过其额定电流范围内操作时，其特定偏差变比由比率校正曲线规定，有时也由制造商提供。在低电流时，铁心的励磁电流引起的误差率是主要的，直到足够的主磁通克服铁心磁化的影响。因此，在非常低的负载下做出有功或无功的测量在变比误差和相移上都可能是错误的。励磁电流误差是一个独立于电流互感器结构的性能。保护电流互感器在设计要求上通常比计量电流互感器高。

计量电流互感器的设计与选择，以尽量减少励磁电流的影响以及它们在故障电流下互感器铁心饱和。保护用电流互感器采用较大铁心避免大电流下饱和，这必须避免电流互感器在故障检测下出现大电流。一次电流较低的铁心的励磁电流是不考虑保护重要性的，但用于测量低电流时却是一个问题。铁心的尺寸和磁特性确定了电流互感器电压通过电路负载阻抗（负载）驱动二次电流的能力。当添加变电站自动化（SA）智能电子装置（IED）或传感器连接到现有的计量电流互感器电路时增加的负载会影响精度，这是一个需要重点考虑的因素。变电站自动化设备的额外负载和保护电流互感器的负载水平不太可能建立计量问题，但可能在故障时对继电保护有不良影响。在这两种情况下，电流互感器负载是在设计中的重要考虑因素。然而由缠绕在现代高硅钢铁心的保护和计量电流互感器的经验显示，如果二次负载被保持在低水平，一次的工作电流充分大于励磁电流，这两种执行就将同等。

电流互感器二次绕组通常不受约束。它们可以是任何匝数的但需要安全接地，其目的是为了防止绕组上的电流漂移到一次侧。把电流互感器并联，使它们的电流叠加到一起产生新的电流，比如在一行中有两个断路器连接时用一个表示线电流，例如“一个半断路器”配置，这是通常的做法。

电流互感器是一种昂贵的设备而且更换成本高。但是，新技术的发展使得它成为智能电子设备（IED）成为可能 ，这可以弥补电流互感器的性能限制。这项技术允许智能电子装置（IED）“学习”电流互感器的性能并且更正电流互感器的工作范围和相角误差。因此，一个用于满足保护装置的电流互感器可以用来满足计量智能电子装置，并满足 IEEE 的标准 C57. 13。

从多个电源通过辅助的电流互感器采集电流这样的情景变得越来越多了。此外，也有一些情景需要辅助电流互感器，通过这些电流互感器能改变整体的比率或通过星三角形变换来适合测量方案。这些情景需要选择合适的互感器才能实现。如果铁心尺寸太小而不能驱动电路增加的负载，辅助互感器将引入过量比和相角误差，这将降低测量精度。使用辅助互感器必须谨慎。

#### 6. 2. 4. 2　电压源

电力系统测量中最常见的电压源是绕组变压器（VTS）或电容分压器设备（电容式电压互感器（无级变速器）或套管式电压设备）。电阻分压器和磁光技术的一些新应用也已实现。这些都能构建一次侧高压模型。它们的特征在于它们的比值、

负载能力（负担）和相位角的响应。绕线式电压互感器通过变比和适合计费测量的相角误差提供最佳性能。控制负载合理的情况下，即使是保护型电压互感器也可提供计量功能。电压互感器通常能够在不降级的情况下担负二次回路的大型负载，并提供二次绕组的精确大小。对于变电站自动化，电压互感器不受温度变化影响，只有负载变化时受轻微影响。它们是用于测量电压的优选来源。电压互感器工作在69kV 及以上时几乎都是将它们的一次绕组连接到地面。在较低的电压下，电压互感器任一相可接地或相到相的一次绕组可以接地。电压互感器二次绕组通常是不受约束的，所以只要接地合适就可以参考用星形、三角形或在多个不同配置的连接。

无级变压器使用电容器串联堆，作为一个分压器接地，用一个低电压互感器得到二次电压。它们具有内部反应性组件，以补偿相位角和比率误差。无级变速器比绕线变压器更便宜，并且在受控条件下有近似绕线变压器的性能。尽管计量无级变压器可以利用，但无级变压器不太稳定，而且没有绕线式准确。旧式的无级变压器由于太不稳定而不理想。二次负载和环境温度可以影响无级变压器。无级变压器必须在现场单独校准在规定范围内以使它们的比率和相角误差在特定值内，并且当负载改变时必须重新校准。旧式的无级变压器能够改变的比例高达正负 5%，也能在环境温度变化时有显著的相位角变化。总之，无级变压器是变电站自动化（SA）系统测量的一个不错的选择。当无级变压器是唯一的选择时，应考虑使用现代设备获得更好的性能，并在令人满意的水平下定期校准程序以保持其性能。

套管电容电压器件（BCVDs）使用高压套管提供二次电压。它们只能提供非常有限的二次负荷并且对负载非常敏感。它们对温度也非常敏感。就像无级变压器，如果套管电容电压器件（BCVDs）是唯一的选择，它们应该被单独校准，并定期检查。

### 6.2.5　新型测量技术

市场上出现了不使用铁心的变压器新技术。每种技术都有其特定的应用。表 6.1 列出了这些技术和它们的特殊特性。

**表 6.1　新技术测量传感器的特性**

| | |
|---|---|
| 空心电流互感器 | 工作电压范围不饱和 |
| 洛氏线圈 | 工作电压范围不饱和可嵌入绝缘子 |
| 霍尔效应传感器 | 可以嵌入线路柱式绝缘子 |
| 磁 – 光 | 非常高的精度，动态范围，降低了尺寸和重量 |
| 电阻分压器 | 成本低 |

### 6.2.6　变电站接线方式

电压互感器和电流互感器是电源系统和变电站之间的接口。它们的主要连接必

须满足所有负载，安全性和可靠性的适用标准。电力公司在二次接线普遍采取了成套设备，以满足它们的个性化需求。一般情况下，电压互感器二次侧是用#12AWG电线连接，或更大，这取决于它们必须运行的距离。电流互感器一般是用#10AWG电线或更大的导体连接，这也依赖于导线运行的长度。电力公司在面对二次电缆的距离或互感器负载这一问题时，往往会指定多个平行导体。一般变电站控制中心内接线规范与电力公司之间有差异，但#12 AWG导体通常是指定的。互感器接线一般为600V级绝缘。电力公司一般具有一些标准，这些标准指定了可以接受的接线端子和电线接头，以及这些设备怎样被使用。

## 6.2.7 测量设备

集成变电站已经改变了自动化测量的显著方式。早期的数据采集（SCADA）和监控系统依靠电流传感器和电压传感器信号，通过数据采集（SCADA）远程终端单元（RTU）或监控设备转换成可以进行处理的东西。这项技术仍然有许多有效的应用，它已经成为在变电站中通过通信通道从智能电子设备中收集测量的普遍方法。凡是智能电子装置和通信信道可以满足系统的性能要求时，传感器和独立的转换设备就成了多余的；因此，可以通过从测量计划中删除它们来进行简化。

### 6.2.7.1 传感器

传感器通过仪用互感器二次侧进行测量电力系统的参数。它们提供代表电力系统测量的缩放和低能量信号，这是变电站自动化（SA）接口控制器很容易接受的。传感器也具有电力系统和变电站环境与变电站自动化（SA）接口控制器之间的隔离和缓冲作用。传感器输出直流电压或电流，范围是几十伏或几十毫安。一个数据采集（SCADA）远程终端单元（RTU）或其他类似设备处理并传输数字化的传感器信号。在旧系统中，一些传感器的信号有时会传送到一个采用模拟技术的中央位置。

传感器测量那些被设计成与互感器输出兼容的电力系统测量结果。电压输入都是基于120V或者115V交流，电流输入接受为0~5A。许多传感器可以在不降低精度情况下高于其正常范围内运行，并且提供它们的输出时不超过限额。传感器输入电路共享相同的互感器作为站测量和保护系统；因此，它们必须和任何配电组件符合相同的布线标准。特别是终端标准也适用于许多电力公司。通常提供的测试开关为“在线”的测试，以使人们在无需关闭电源设备下有可能测试传感器。大多数传感器需要一个外部电源提供电力需求。这些可靠性的数据来源对于设备的维护是至关重要的。

传感器输出的电压或电流专门供应额定电压或电流下的特定负载。例如，全功率输出可能对应到10V，最大为10mA的输出电流或电流为1.0mA的10kΩ电阻负载，最大高达10V。则只要最大电流或电压不超过额定能力，一些超范围的电压可在传感器中提供。超范围可从20%~100%，这取决于传感器；然而，精确度通常不在超范围区域指定。

传感器输出通常连接带屏蔽的双绞线电缆，以减少杂散信号。在实践中，#18AWG或更小的导线是令人满意的，但不同电力公司的做法有所不同。虽然有些变电站自动化（SA）控制器供应商提供一个使所有信号接地的共同点，以适应半导体多路复用器，但是允许传感器输出电流到隔离地面以降低短暂损失，这是常见的。有些传感器还可能与它们输出参考接地。当传感器和控制器都具有接地参考时双接地可能会导致重大的可靠性问题。屏蔽接地与屏蔽一些电力公司两端接地的做法也有所不同，但更常见的接地屏蔽组件是变电站自动化（SA）控制器。当这些信号必须跨越一个开关站时，这是一个很好的做法，不仅提供了屏蔽，同时双绞线也提供了一个大尺寸的电缆总屏蔽。这个屏蔽层应该接地，在接地的地方留下一个站控制室以进入一个开关站，并在那里重新进入另一个控制室。这些接地被终止在站地面，而不是变电站自动化（SA）的模拟接地总线。

#### 6.2.7.2　模拟数据源智能电子装置

现在的技术已经进步到能将电子变电站仪表、保护继电器甚至重合器和稳压器作为测量源。当智能电子装置执行主要功能时，智能电子装置（IED）的测量是直接转化成数字形式并通过一个通信信道传递到变电站自动化（SA）系统。为了有效地使用智能电子设备，有必要确保该继电器的性能特性以满足系统要求。一些智能电子装置专为保护功能而设计，它们必须准确测量故障电流，对于低负荷的测量精度就较低。其他装置中，测量是控制功能的一部分，可能缺乏过载能力，或没有足够的分辨率。采样率和平均技术会影响数据的质量，并应作为评估系统的产品选型过程的一部分。测量用电流互感器和电压互感器往往包含在重合器和调节器设备内。它们可能不能准确地满足变电站自动化（SA）系统中设置的测量标准。调节器可能只有一个单相电流互感器和电压互感器，这限制了它们测量三相负载的精确度。这些问题促使变电站自动化（SA）系统集成商提供更优质的系统。

智能电子装置（IED）的通信信道成为一个重要的数据通道，需要注意安全性、可靠性，最重要的是吞吐量。变电站自动化（SA）系统需要一个通信接口用来检索和转换数据，以满足数据用户的需求。

### 6.2.8　缩放测量值

在变电站自动化（SA）系统中，电力系统测量值传送到数据库或显示是一个过程，需要几个步骤，每个都有它自己的动态范围和比例常数。电流互感器（CT）和电压互感器（VT）首先扩展为大规模电力系统参数的模型，然后经过智能电子装置或传感器再次放大。在这个过程中A/D转换也是如此。当相结合时，每个步骤都有自己的比例常数，这涉及到主测量的数据值的数字编码。在数据接收器或主站，编码被一个或多个常数操作并将数据转换到处理器、数据库以及显示器可接受的值。在一些系统中架构，必须将数据的值在协议转换过程中重新调整。这里，一个额外的缩放过程操纵数据值编码并且可以增加或截断比特，以适应转换格式。

变电站自动化（SA）系统的测量性能，会受到数据价值尺度的严重影响。理想电力系统情况下，每个智能电子装置（IED）或换能器应在其最线性范围内操作，并利用尽可能多的 A/D 转换器。即使在异常或紧急情况下缩放也应当考虑最小、正常和最大值的测量。最佳缩放使最大预期值、电流互感器和电压互感器变比、智能电子装置或传感器范围以及 A/D 范围达到平衡，这是为了在最大值没有驱动满量程的正常电力系统条件下尽可能多地利用智能电子装置（IED），传感器输出和 A/D 的范围。这种做法减少了 A/D 转换过程的量化误差，并且提供了最佳的测量分辨率。一些测量有过多的动态范围，甚至可能需要不同的缩放，以满足所需的性能。

一些智能电子设备执行局部测量任务，比如在它们的通信终端向用户显示以及呈现测量方式。在某些情况下，预分频的测量很难在 SA 系统中使用，特别是当一个协议转换过程在无法处理大量数据时必须发生。解决这个问题的一个办法就是设置智能电子设备的统一测量尺度和在数据接收时适用于所有的测量因素。在将 SA 系统应用到可利用互感器变比的变电站时，将会出现 A/D 缩放或智能电子设备范围的这种限制。

## 6.3 状态监测

状态指示是 SA 系统的重要功能。任何系统的指示，可以分解成一组离散的小数据，这些离散小数据可以作为状态指示（状态或二进制）。这些项目的监测装置能够假定状态“上去或者下去”，“打开或者关闭”，“进去或者出来”，但之间的状态是不重要的或不可能的。其中包括电源断路器、电路交换机、重合器、电动隔离开关、水泵、电池充电器，以及在一个变电站的多种“开关”功能。多重开关有时会分组来描述分步或顺序设备。在某些情况下，状态点可能会用来传输一个数值，比如一个寄存器中的每个状态点都含有 1bit 的数值。

状态点可能会提供状态改变记录，从而使观察的数据报告发生改变。状态的变化也可能会组成“时间标记”，从而提供事件序列。状态的改变也可以在寄存器中记录并且在几种不同的模式下进行报告。许多状态指令来自辅助开关触头，这些触头是通过监测装置来机械驱动的。插入式继电器触头也用于状态点，这些状态点的内插器是通过监测设备的辅助开关来驱动的。这种做法通常是根据备用触点的性能和可用性来制定的。插入式继电器也被用来限制在开关站环境中暴露的状态点接线。许多智能电子设备从内部电子开关站提供状态指令，这些内部电子开关站具有触点的功能。

### 6.3.1 触头性能

无论是继电器还是辅助开关的机械行为都能够使状态监测复杂化。当触头进行

切换时，由于动触头与静触头的不同，触头可能会打开或者关闭几次（机械反弹）。许多切换可以在接触发生之前发生，最后到达它们的最终位置。在基础设备的多重操作下，系统的输入点可能会体现为弹跳接触。许多技术被用于最小化弹跳接触的影响。有些系统依靠“C”形接触状态指令，使得仅仅在一个触点通过与它相配合的触点打开后在关闭该触点的情况下，状态改变才被确认。只有当触点被忽略时，触点变化才会发生。“C”型触点排列受噪声脉冲影响更小。另一个处理机械反弹的技术是在重新采集输入数据之前的第一次输入变化后等待一段时间，使触点有机会反弹到它的最终状态。

即使在日志中记录每一次的变化，但是高速分辨的记录方法对于接触反弹也是很敏感的。主设备由于它的力学特性而适用于抽水或反弹，也很难防止过度状态改变报告。当嵌入设备并使用时，事件联系也可能会遭受意外地延迟，这种延迟会混淆事件时间序列的解释。当这种情况可能是无法避免的时候，最重要的是了解所有设备的响应时间，从而可以正确的解释事件序列。

智能电子设备的软件中往往有用来过滤触点回跳影响的防回跳算法。这些算法允许用户去“调整”触点回跳的防回跳强度。然而使得调整范围在可能的回跳范围之外时，调整中可能包含的严重设备问题则是根本原因。

### 6.3.2　模糊性

状态监测可能会存在一定程度的模糊性。当一个监控装置是由一个单一的输入表示，当输入改变时，状态的改变也可以推断出来。然而，单一的输入并不能够表明状态的变化，但以前的状态也不再有效。设计师需要考虑这种模糊性所带来的影响。如果它们的状态是不正常的，那么设备就具有很重要的影响，设备应该有两个输入数据，从而使得两个变化必须全部发生，这能够更好地确保了解终端设备的状态。一些设计师设置两个输入配置参数，输入配置中假定输入数据模糊，并将其作为报警点。

它也有可能通过对设备的实际操作在系统中引入模糊态参数。例如，当一个断路器在测试运行时，它的指示点可能会被系统观测，并将其作为有效的变化，记录到日志中或者作为报警指示。同样的，当一个断路器或者开关由不相关的能量控制或者在开关装置中被安装到无法操作或者无关联的位置时，该设备将从服务中移除并可能会显示一个不正确的状态。模糊性也有可能会导致监控设备中的能量损失。通信链的丢失或者软件重启都有可能会导致模糊性的发生。

用户的数据与实际的数据一致是很重要的。模糊数据的影响作为任何系统设计的一部分应该被评估。

### 6.3.3　润源

状态点的监控通常来自独立的、“干燥”的触头以及输入点提供的监控电源

（润源）。来自变电站控制电路的电压信号也可以通过 SA 控制器来监控，并且可以转换为状态信号。设备供应方可以提供多种状态点的输入选择。当进行选择时，自动调节电路隔离会使得设计的方便性降低。在进行选择时，备用的独立触头的实用性就会成为一个问题。电压信号可能会消除对于备用触头的需要，但会需要变电站不同部分的电路以及由共同终端位置所带来的不同控制电路。这样做会损害变电站中的电路隔离，并且会提高测试人员造成电路误动作的可能性。通常情况下，开关柜的接线标准将会依据这种安装的类型来设计，但是这种做法会增加成本。输入电压通常会在输入点由小型熔断器来进行控制，从而减少裸导线对控制电路造成影响的风险。

在安装时使用分离的干式触头，润湿电压是来自变电站电池组、SA 控制器和智能电子设备，在某些情况下，来自变电站的交流服务器。每一个监控电路必须对状态监控提供一个独立的触头。在每一个控制面板上的隔离电路都提高了安装的整体安全。许多状态点共享一个共同的电源是很常见的情况，通常通过变电站的电池组或者低压电源来达到这个目的。当状态点是由变电站的电池组供应电能时，监控触头的表面会出现足够的控制电压，从而有可能降低因触头表面污染而造成的打开电路失败的影响。控制柜的接线标准应当满足这类安装条件。状态点的另一个能量来源是一个低电压润湿供应电源。低压源状态点的接线在这种应用中可能并不需要遵从开关柜的标准，这种应用可能会提高经济性。通常，屏蔽双绞线用于低压状态点，从而尽可能减少噪声的影响。当设备处于正常的位置时关闭触头，可以部分解决由于较低的润湿电压的影响所造成的触头可靠性问题，从而可以通过触头来保持回路电流。一些 SA 系统为提高可靠性，提供了一种用于检测湿润电源缺陷的方法。多重智能电子设备作为状态点的来源时，会使得它很难检测出缺失的润湿电源。同样地，当每个智能电子设备或者多重智能电子设备有多个状态点时，同样很难保持隔离状态。

在这两种方法中，状态点的回路电流通过检测设备的设计来检测。通常，回路中的电流是 1.0～20mA。滤波网络和软件滤波通常是为了减少由于跳跃接触产生的噪声影响和错误变化。

## 6.3.4 接线方式

当在状态点进行接线时，确保监控器和监测设备之间的接线方式是放射性的是很重要的。状态点循环回路由于受到电流的诱导会引起错误的状态变化。循环回路最有可能在以下两种情况下出现，一种是在多根电缆中的备用电缆线被使用，另一种就是对多个状态点使用公用的反馈连接。设计师应该警惕这种做法。状态回路电阻也是一个重要的考虑因素。屏蔽双绞线连接各状态点，但这种类型的电缆不总是适用于交换机的标准尺寸，并且在电源供电的状态回路中要使用绝缘装置。

最后，它对于测试电路有着重要的作用。用于模拟打开或者关闭状态回路的测

试开关或跳线定位也是需要的，这也是隔离测试回路的一种方法。

## 6.4　控制功能

电力公司的 SA 系统的控制功能允许有常规和紧急开关，用于变电站设备和逻辑程序动作的远程操作。该 SA 系统控件主要服务于断路器、重合器和交换机。电压调节器控制、变压器分接头切换、断路器电动操作、计量器，甚至调峰机组通过 SA 系统操纵也是常见的。

来自智能电子设备和 SA 系统控制器的不同控制输出，能够提供短暂的定时控制输出和闭锁式干预。闭锁通常与自动重合闸的模块或用于切换电容的电压控制器相联系。如图 6. 6 所示的就是一个典型的断路器控制电路。

图 6. 6　断路器控制接口示意图

### 6. 4. 1　插入式继电器

发电厂的控制系统通常需要高功率，并且在 48V、125V 或 250V 直流站电池组供电电路或者是 120V 或 240V 交流站供电电路中操作。通常，控制电路必须转化为 10A 或 20A 的电流来影响它们的动作，从而在插入式装置上施加约束。

在 SA 控制器和变电站之间，又或是智能电子设备和变电站之间通常使用大型机电继电器。它们的线圈由静态 SA 控制系统或辅助值班继电器来驱动，它们的触头关闭变电站控制电路。插入式继电器通常确定为 25A、240V 交流电压触头标准

以确保中断任务。小型插入式继电器也被使用，然而，在控制电路允许的情况下，通常只有10A或3A的触头。当控制直流电路时，大型继电器可能是必需的，但是这并不是因为“关闭并进行“电流的要求，而是中断电弧与感应直流电路之间的联系。值得注意的是，大多数继电器都会考虑这种插入功能，而不带直流开断容量。“磁吹”触头，配有小型永磁性触头，这通过拉长电弧间隙来帮助灭弧，也可能会被用于提高中断能力。然而，这些磁触头都是极性敏感的，并且只能工作在正确的线路中。在使用时必须遵守正确的电流流动方向。

许多SA系统控制器和智能电子设备都需要用涌波抑制器来保护它们的控制输出接点。快速开关二极管可能会被用于驱动线圈中来转变线圈断电时的瞬间崩溃。由于在断开电源时，设备线圈衰退会产生磁场，线圈的电压极性反转和衰退区域会产生电磁场，这会试图维持线圈中的电流。二极管会抑制电磁场的产生，并且阻止高电压通过线圈。这种技术是非常有效的。这种技术要求二极管能够控制线圈的稳态电流，并且能够承担至少三倍稳态电压的电压值。然而，具有高电容阻抗元件的控制电路经常经历简单二极管不能转换的瞬间振荡。相反，简单的二极管引起的瞬时振荡能够被消除，并且允许持续振荡。这些应用需要与稳压二极管的放电和瞬间振荡紧密联系。虽然一些电力公司在二极管中加入了一个串联电阻来提高可靠性，但是在短路过程中抑制二极管的误动作仍会使得设备瘫痪，并且造成控制驱动短路。一些设计师将会选择部分二极管作为牺牲品，使得在短路过程中二极管误动作时，将会被气化，将短路状态转变为断路状态。

其他对于瞬时振荡有效的瞬态抑制器包括瞬态吸收器和压敏电阻。瞬态吸收器的动作状态类似于背靠背稳压二极管，并且通过终端将电压调整到指定值。瞬态吸收器的动作速度相当快。压敏电阻非常简单，但是电压通过时产生的抑制作用会引起金属氧化侧的破裂，并且反应速度会慢于瞬态吸收器。不管是瞬态吸收器还是压敏电阻，它们都有焦耳能量等级。它们必须被选择出恰当的等级来承受设备线圈的能量。在许多情况下，设计者们选择运用瞬态吸收器和压敏电阻来解决短路接地，而不是通过线圈来解决。在这种结构中，接地路径必须通过低阻抗抑制才能起到有效的作用。在多个抑制器使用的地方，确保涌波抑制器的协调作用是很重要的，这样会使得抑制器们具有相同的电压，并且有类似的交换和耗散特性。无协调作用、最小型号的、低电压的设备将会被放弃，并且会成为一个失败点。

### 6.4.2 控制电路设计

许多变电站控制电路可以设计成，中间继电器的使用可以减少中断的问题，这样就促进了小型插入设备的使用。电路这样设计就使得一旦它们开始运转时，其他电路中的一些触头将中断控制电流优先供给启动装置。控制逻辑是这样设定的，一旦控制动作开始并且保持分路迂徊，那么启动触头就会分路迂徊，直到控制动作完成。在控制电路的另一部分的装置中，启动电流被切断或者被极大地削弱了。这样

消除了插入式继电器对中断强控制电流的需要。这是典型的现代电路断路器关闭电路、电机驱动式开关和许多电路交换机的模式。其他的“自我完善”型的控制是断路器断开电路，在启动触头打开之前通过断路器的辅助开关触头来中断电流。然而，这不是断路器合闸电路的实际情况。闭合电路通常必须中断有高度感应能力电路中有“重合闸闭锁”元件的线圈电流。

重新设计控制电路经常会简化控制中的应用。在许多情况下，可以通过对被控制电路的简单修改使得它们得到“自我完善”来消除对大型插入式继电器的需求。断路器控制电路会保持电路闭合直至断路器完全闭合并且提供自由跳闸的重合闸闭锁，这个例子可以是这种断路器控制电路中所有辅助控制继电器的附加措施。不管怎么样，如果一个部分完成的控制动作可能会导致一些设备故障，那么这种类型的修改往往是可取的。

修改控制电路还可以通过限制电路响应，从而在管理控制下阻止多个动作发生。其中包括在错误闭锁或者未上锁的情况下，阻止断路器合闸。另一个例子是每个启动装置只有一个开关的时候，控制电路去限制调压变压器分接头的移动。许多设计师尝试确保装置不能提供一个同时互补控制信号，例如在同一时间给断路器发出闭合和跳闸信号。这对于那些控制电路中没有设计成远程控制的控制备用或者调峰机组是很重要的。

### 6.4.3　闭锁装置

当使用 SA 控制系统来操作变电站设备时，系统闭锁装置经常需要修改控制电路的动作。当动作通过 SA 控制系统发生时，控制模式中通常伴随的操作员手动操作的变动也必须发生。许多闭锁装置需要在监控设备运用时能够修改控制行为和通过 SA 系统或局部控制重置闭锁插入式继电器。当断路器通过监控设备打开时，断路器自动重合闸无效是一种情况。自动重合闸必须在断路器通过监控设备关闭时恢复或者重置。如果电容器的自动切换控制在监控控制使用时无效，并且能够通过局部控制设备或监控设备重置，那么这一概念也适用于电容器的自动切换控制。

这种类型的控制修改一般需要闭锁型插入式设计。电磁操作控制开关可以适用于直接替换开关柜中的手动开关，并且能够形象地模拟人工控制动作。这些可以通过管理控制系统来控制，并且能够频繁的提供正确的控制动作。

### 6.4.4　控制用智能电子设备

智能电子设备经常具有通过它们的通信端口来实现控制的能力。保护性继电器、配电仪表板、重合闸控制器和调节器都是具有控制能力的普通设备。智能电子设备在没有传统远程终端控制系统和插入式继电器集群下，为接口提供变电站设备控制功能，甚至不需要任何附加控制电路。相反，控制接口则嵌入在智能电子设备中。当使用嵌入式控制接口时，SA 系统设计者需要估计智能电子设备中的接口设

备的安全性和容量。外部插入式设备可能需要满足电路负载或者切断任务。

当智能电子设备中的控制设备使用通信信道时，信道的完整性和信息系统的安全性是重要的影响因素。并不是所有的智能电子设备都和远程终端控制系统和数据采集与监视控制系统一样，具有操作前选择能力。智能电子设备中可能没有有效的错误检验能力，这就会导致误操作。此外，对于监控设备测试和维护的需求不应当影响智能电子设备的基本功能。

电力公司对变电站中使用可编程逻辑控制器表现出越来越大的兴趣。可编程逻辑控制器在许多工业控制应用中有着极为广泛的应用，并且有各式各样的输入/输出模块、处理器和可利用的通信项目。用于控制的智能电子设备也支持工具的发展与更新，并且具有标准的编程语言，国际电工委员会标准 61131－1，2，3 提出了可编程逻辑控制器用户软件的显著可移植性。在变电站的应用中，设计者需要注意的是直流控制操作可能会在可编程逻辑控制器的输入输出端口上带来问题。可编程逻辑控制器也可能需要考虑在变电站环境中特殊工作电源的可靠性。然而，可编程逻辑控制器是逻辑应用的灵活平台，例如联锁和电压调节及甩负荷过程控制中的应用。

## 6.5 变电站通信网络

智能电子设备通过它们的良好的通信能力来共享信息与功能，SA 系统就是基于这种特性设计出来的。通信互联可能会运用到硬铜、光纤和无线电，或者是它们的集合。通信网络的作用是将系统连接到一起。通信信道可能会变得复杂，这依赖于系统的最终目标。最后，内部网络通过变电站传输信息和功能，并到达电力公司。变电站通信网络与企业的联系可以采用多种不同的方式，本章将不再讨论。

### 6.5.1 点对点网络

连接智能电子设备和 SA 系统的通信信道可能仅仅是一个简单的点对点连接，这个连接直接与 SA 系统的控制器相连接。许多智能电子设备与作为系统通信枢纽的多端口控制器或数据集中器点对点连接。在早期的整合中，这些连接是简单的 EIA－232（RS－232）系列通路，这种路径类似计算机和调制解调器之间的连接。RS－232 接口不支持在一个通道中有多个设备。由于一些智能电子设备不支持寻址功能，并且只有原始消息控制功能，导致它们不能够在合用线上通信。RS－232 接口通常用于只有 50 英尺的短距离通信。隔离 RS－232 型通道需要特殊的硬件。通常，电力公司使用点对点式光纤连接 RS－232 接口来确保隔离。

### 6.5.2 点对多点网络

许多自动化系统依靠点对多点连接智能电子设备。共享一个共同协议的智能电

子设备通常在共享一个通道的地方支持“合用线”通信路径。SA 控制器可以使用这种通信路径作为 SA 控制器控制通道流量的“主从”通信总线。在一个共同总线上的设备必须是可寻址的，这样才能使得在某一时刻只有一个通信方式。SA 控制器一次只与一台设备通信，从而防止通信冲突。

EIA－485（RS－485）是最为常见的点对多点母线。每条母线终端的屏蔽双绞线的电阻等于母线的特性阻抗，一般为 120Ω。RS－485 母线在通道中支持 32 种标准负载设备。通道的最大长度一般为 1500 英尺。如果有分级标准的负载设备，那么就能有更多的设备能够连接到母线上，比如 1/8 的标准载荷就能够连接高达 256 台设备。在较长的母线上，因为传输线路的影响，很有可能会出现通信错误，因此，母线越长，运行速度越慢。RS－485 在短线路上传输速度可达 10Mbit/s，尽管大多数操作接近 19.2Mbit/s，或在长线路上低于此速度。RS－485 总线必须尽可能短。RS－485 从终端到终端的传输可以达到 10Mbit/s 的速度。短线或者抽头可能引起反射，这是不允许存在的。RS－485 设备连接在“顺序链”上。RS－422 与 RS－485 非常类似，仅有两个不同：那就是出站和进站。这些不同与 RS－485 相比，当每一个设备传输时都由母线控制时，通道中两个方向的信息流将会发生改变。

### 6.5.3　对等网络

在智能电子设备中存在一种快速发展的趋势来支持对等通信。对等网络中，每一台设备平等获取通信母线，并且能够和任何一台设备相互通信。这与主从环境甚至是多个主控器件的支持是不同的。对等网络必须能够阻止信息冲突，或者检测冲突并解决冲突。

可编程逻辑控制器通信和一些其他的控制系统使用一种令牌传递系统来控制母线上的设备。这种令牌控制系统通常被称为“令牌环”。一条允许的指令（令牌）沿着通信信道从一个设备传输到另一个设备，这个通信信道提供了设备传输信息的权限。不同控制系统控制着每个“通过”许可时间。当设备有“令牌”时，它就能在母线上向任何设备传输信息。这些总线可能是 RS－485 或者更高速的同轴布置电缆。当令牌丢失或者设备出现故障时，母线就会重启。因此，令牌响应系统必须有捕获命令的机制。

另一种方式共享公共母线作为同级网络是使用载波侦听多路访问（CSMA）或冲突检测（CD）方案。以太网，电气和电子工程师协会的 802.x 就是这样的一个方案。以太网在信息技术环境中被广泛的使用，并且以其独特的方式应用于变电站中。以太网可以通过同轴电缆或者双绞线布线。非屏蔽双绞线、卡特彼勒第五代或者第六代（CAT V，CAT VI）广泛应用于高速以太网局域网（LANs）。一些电力公司正在向变电站扩展他们的广域网（WANs），广域网不仅是一个事业，而且也是实现数据采集和监视控制系统以及自动化的一种途径。一些电力公司在变电站中使

用局域网将智能电子设备连接在一起。越来越多的智能电子设备支持以太网与局域网互通。对于某些不能支持以太网的智能电子设备，供应商会提供网络接口模块（服务器终端）来进行信息传输。许多不同的通信协议出现在变电站的局域网中，并在其中嵌入了一个通用的网络协议，比如 TCP/IP（互联网协议。）

然而以太网能够成为类似于 RS－485 的多设备网络，其中用来连接设备的有集线器、交换机和路由器。每一个设备和集线器之间都有“本垒打”连接。在集线器中，出站线路连接到其他设备的入站线路。所有的设备都从一台设备中接收信息。集线器也可以获得信息，并且可以进行切换服务。交换集线器只能将出站信息发送给预先设定好的接收器。这就允许更多的信息通过，而没有加大那些非信息接收设备的任务量。转换集线器也降低了信息冲突，这样就使得各个设备能够使它的信道没有信息冲突。交换集线器也会在信息传递时增加延迟，使得集线器必须检查每条信息的地址，并且引导信息传输到接收方的端口。路由器连接局域网和广域网，能够在正确的位置获得信息，并且提供安全和访问控制。集线器和路由器需要运行能量，因此需要有很高的可靠性电源，从而防止变电站的断电而引起工作中断。

针对变电站通信网络的 IEEE 标准 1613 包含电力变电站网络环境和测试要求。

## 6.5.4 光纤系统

光纤是变电站中很好的信息传输介质。由于光纤不导电，所以它可以用来隔离电力设备。这是非常重要的特点，因为在变电站环境中会出现高电磁辐射强度区域和瞬态高电压。

光纤可取代铜电缆来进行点对点连接。光纤媒介转化器要求完成电子媒介到光纤的转换。光纤媒介转换器适用于不同的配置。最常见的是以太网和 RS－232 向光纤的转换，但是也适用于 RS－485 和 RS－422。光纤是连接不同变电站建筑中设备或开关站的理想连接装置。图 6.7 展示了整个变电站光纤网络连接在一起组成的数据采集与监测控制系统。

### 6.5.4.1 光纤环

低速光纤通道经常被用来在公共通道上将多个变电站的智能电子设备连接在一起。智能电子设备能够进行重合闸控制、可编程逻辑控制，甚至能够通过开关站来保护继电器。当使用光纤进行点对点连接时，光纤调制解调器中的中继功能是很有用处的。信息通过调制解调器，从接收端口（RX）进入并从发射端口（TX）输出，这样就形成了图 6.8 所示的回路。当智能电子设备对信息进行响应时，就会中断回路并且向回路的始端发送信息。光纤线路的铺设连接到各台设备，从而构成回路。然而，回路中的中断会使得所有的智能电子设备都无法访问。另一种架构方法是使用双向调制解调器使得周围有两条路径。这种技术不受单向光纤中断所造成的影响。并且这种技术也很容易投入使用。

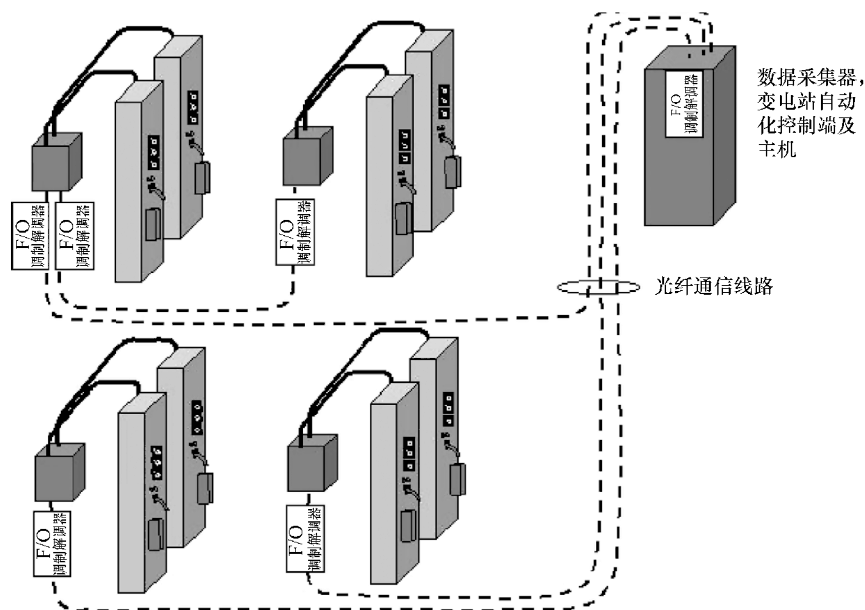



图 6.7　分布式数据采集监测控制系统和自动化系统的 F/O 网络

一些电力公司使用双向回路使多个小型变电站连接到一个接入点，这样就可以节约建设多个接入点的费用。当接入点是需要隔离的线时，节约的费用是相当可观的。与此同时，除非采用类似城市低压网络这样的电缆管道进行运作，否则设备将无法访问。在这种情况下，双向光纤回路的额外成本往往是必不可少的。

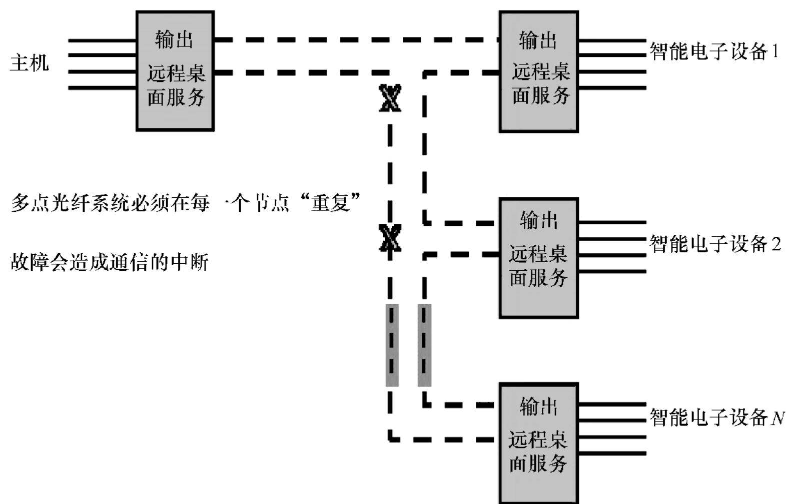



图 6.8　F/O 回路

#### 6.5.4.2 星形光纤拓扑结构

环形拓扑结构并不总是适合变电站应用。一些变电站的布局更适合“星形”配置，这种配置中所有的光纤都连接到一个中心点。处理星形拓扑结构有多种方法。最简单的方法是使用多股光纤电缆，并且在中心点上用对接接头制作回路。当电缆运行时中心点也运行，那么实际配置就是一个回路。然而，星形拓扑结构调制解调器的使用消除了创建回路的需要。这种调制解调器支持多个 F/O 端口，并且将它们结合为一个端口。通常情况下，主端口采用 RS－232 连接，RS－232 接口输出信息送到光纤接口并从光纤接口返回到 RS－232 接收接口。另一个解决方案是在 RS－484 中心点上安装调制解调器，使所有信息能够沿着一条短 RS－485 总线分发。

#### 6.5.4.3 信息的局限性

在前面的讨论中，媒介上存在两个限制条件。首先，没有提供信息的收集和冲突检测的方法。因此，信息传递协议必须是从属性的，或者调制解调器能够处理信息冲突的情况。未经请求的报告将不会工作，因为缺少信息冲突的检测机制。在环形光纤拓扑结构中，输出信息将会输送到前端装置回路中，并且会在回路中进行传输，最后作为发送端的接收信息重现。这样会在前端通信设备中造成混乱。这些设备必须能够忽略自身信息。

#### 6.5.4.4 光纤以太网

由于智能电子设备的网络准备和变电站的数据采集与监测控制系统安装需要采取面向网络的拓扑结构，以太网的 F/O 连接将会在变电站中得到越来越多的应用。变电站中光纤以太网与速度较慢的光纤连接，那么光纤以太网就会变成很好的隔离装置和区域。在这些技术的应用中，可以很方便地使用媒介转换器、光纤准备路由器、集线器以及开关。因为以太网具有冲突检测系统，所以不必通过主从环境来满足控制信息的需求。使用路由器和开关时需要考虑到这些情况。星形配置也支持多光纤路由器的使用。

### 6.5.5 设备通信

一些电力公司已经将自己独特的技术运用到光纤通信系统中。F/O 技术频带宽，并且能够吞吐大容量的数据，而数据采集与监测控制系统和自动化信息仅仅是可用容量的一小部分。

电力公司已经采取多种不同的办法来抓住 F/O 商机。一些电力公司通过建立自己的 F/O 通信网络和向他人提供服务来获取利益。还有一部分电力公司通过向电信运营商提供服务或租赁 F/O 的代理权来获取利润。在数据采集与监测控制系统和自动化方面采用一块 F/O 高速通道是一个商机。但是，如果高速通道需要扩展到变电站，那么成本就会提高。

一般的 F/O 系统都是基于大容量同步光纤网络（SONET）通信技术。电信运

营商看到了资产高效利用的途径，并且试图尽可能增加网络服务。数据采集与监测控制系统和通信自动化能够运用到网络之中。一些业内专家认为，电力系统的通信操作、数据采集与监测控制系统应该能够应用到网络中从而增加安全系数，并且它们不应该共享 F/O 网络通道。

F/O 技术的另一个非常有价值的应用是针对数据采集与监测控制系统和自动化的。因为 F/O 是绝缘的，并且通信设备很可能不在同一片区域，所以它是连接通信设备的完美介质。它是典型的变电站设备。这些应用并不需要高带宽的特性，并且使用简单的低速 F/O 调制解调器。F/O 导线的造价也是较低的。这样就使得屋外设备能够安全地互联。这也是一个在变电站中通过隔离无线电设备以减少无线电雷电聚集破坏变电站设备的极好的方法。

### 6.5.6 通信网络可靠性

SA 系统的智能电子设备的功能越多，通信网络就变得越重要。在设计网络时，能够轻易地获得敏感性的薄弱点，这些薄弱点能够使得整个网络瘫痪，甚至影响变电站的功能。系统设计师需要对他们提出的通信结构进行风险评估，使得通信结构能够达到预期的稳定性。设计师们可能需要双倍的重要组件和路径来达到提高可靠性的目的。他们也可能选择将智能电子设备划分到平行网络来保持高可靠性。将重要的智能电子设备和不重要的网络分离是可行的。然而，设计师们需要考虑诸如电源、电缆分离、小组作业和线路分布等因素来保持适当的性能。

### 6.5.7 通道容量评估

设计变电站通信网络的一个必不可少的任务就是评估所需要的通道容量。这需要考虑到每台设备的信息类型和大小，因为在网络上将信息传输到其他设备需要经过通信协议的允许。由于牵涉到信息大小，所以更新速率就必须要考虑。信息的总规模和通道的控制时间与更新速率相乘，然后除以通道比特率将决定共享一条通道的设备数量。信息越大，更新率越高，那么可以共用一条通道的设备就越少。以太网的传输速率可以达到 100Mbit/s，在这种情况下，可以不用评估通道容量。然而，高速通道经常会因为传输大容量的数据而造成短时的通道阻塞，从而影响系统的整体性能。网络协议的使用会大大增加传输系统的成本。路由器和交换机也可能会阻塞通信通道，这样就需要评估它们造成故障的可能性。

## 6.6 自动化系统测试

对自动化系统的测试确保了变电站设备的质量和备用状况。在 SA 系统的使用周期内，需要对它进行数次的检测。在电力公司的实践标准下进行测试是很重要的。测试实践是电力公司“文化”的一部分，在设计 SA 系统的测试设备时留有足

够的灵活性对于在未来的文化变化是很有益的。当然，测试还对自动化系统的可用性有很大的影响，并且在某些情况下，对变电站电力设备和变电站可靠性也有很大影响。此外，测试增加了操作和维护（O&M）的成本。

## 6.6.1 测试设备

SA系统集成的智能电子设备的主要功能是保护、操作界面、设备控制，甚至是电能交易管理。好的测试允许智能电子设备在运转时能从变电站中自动分离。

### 6.6.1.1 控制

测试自动化控制系统来确定控制点的操作界面和数据库是非常必要的。这对程序控制算法也是非常必要的。电力公司想要确定设备在被调用时能够正确运转。设备的误动或拒动都会严重的损害系统的置信度。由于任何数量的变电站智能电子设备都可以配置为控制设备，所以必须设计正确的测试方法来进行测试，这种测试方法要不影响变电站操作。断点和运行指标的运用可能会需要这个目的。例如，如果断路器失灵继电器也是相关断路器的本地和远程控制接口，那么它应该能够在不关闭断路器的情况下测试控制功能，因为它没有断路器失灵保护。如果断路器失灵继电器的控制部分可以在不禁用保护功能的条件下禁用，那么测试可能就很简单。然而，一些电力公司通过禁用断路器故障输出，并允许断路器在被测试的那段很短的时间内无保护运行来解决这一问题。还有一些电力公司在设备测试时，依靠冗余设备来提供保护。这些选择是基于电力公司的经验和舒适度水平来设计的。工作章程有时会决定测试的实践方式。

当禁用控制输出必不可少时，在激发时验证控制输出的发生也是很重要的。对于智能电子设备，控制输出设备是不可见的，因为它是安装在智能电子设备中的。这样通过安装显示器来显示输出设备的运行状态是有一定作用的。否则，至少需要一个临时指示设备确保控制已经发生。至少在一次调试过程中，每一个控制接口应该操作与它相联系的电力设备来确保接口是正常工作的。

### 6.6.1.2 状态点

状态点映射也应该是被测试的。状态点出现在操作界面的显示器上，包含有各种不同的记录以及用于逻辑编程或应用计算的数据源。状态点对于了解变电站的状态有着很重要的作用。任何数量的智能电子设备可以向自动化系统提供状态点信息。最初，智能电子设备提供给状态点的电源设备会被检查，从而触点抖动引起错误指示的可能性就会被评估出来。在智能电子设备输入端通过短路或打开输入电路来模拟状态点变化通常用于后续测试。断点使得任务变得简单和安全。

作为控制点，在模拟状态点时，一些因素必须要考虑。状态变化将会在操作界面显示，并且会记录到日志中。测试完成后，操作员将不得不忽略这些因素，并且清空日志。由于智能电子设备监视自己的功能状态点，所以它们需要在状态点测试时被禁用。如果自动化系统有可编程逻辑程序运行，那么状态变化将有可能影响算

法，并且引起不必要的动作发生。这些过程需要在测试数据中被禁用或保护。

#### 6.6.1.3　测量结果

测量结果也可能来自不同变电站中的智能电子设备。测量结果被提供给操作界面、数据库以及日志。同样，它们也被提供给可编程逻辑过程。最初，测量智能电子设备需要根据测量结果来检查合理性。合理性测试包括确定与电力系统有关的测量标志，并且数据估值能够准确的反应测量结果。一旦它们作为传感器，电力公司很少校准测量智能电子设备的数据，但是合理性测试应该发现未出现的比例误差以及 CT 和 PT 比率设置错误的地方。大多数电力公司提供断路器和短路开关，这样就可以使得测量智能电子设备能够有与它们相联系的测试源。允许应用已知的电压和电流，即使测量结果与期望值不同。如果能够解决智能电子设备的精度下降问题，那么测试开关在未来是很有用处的。它们还通过在动作失败的情况下关闭设备来简化智能电子设备。

一些智能电子设备允许用户以测试值代替“动态”的测量值。设置测试值可以通过系统来大大简化数值的映射。选择“识别标志”数值，这就易于从显示屏幕和日志里的动态数值中辨别测量值。这一特性对于检查报警限制和测试逻辑程序也很有用。

在测试测量智能电子设备的过程中，一些因素必须被检验，从而阻止来自操作员方面的测量数据。测试数据将会出现在操作员显示界面。这可能会触发报警信息和并生成日志。在测试结束后，必须要清空日志。由于测量智能电子设备可能会向可编程逻辑程序传递信息，所以在测试过程中禁用这样的程序来阻止不正确动作是很重要的。任何替代值也都需要在测量结束时返回到现场测量。

#### 6.6.1.4　可编程逻辑

许多 SA 系统的部分组件包含可编程逻辑。可编程逻辑从变电站的智能电子设备中获得数据，并且向变电站提供一些输出。输出通常包括控制设备，比如电压调节器、反应控制器，甚至是转换器。可编程逻辑也被用于提供联锁装置来阻止潜在的有害动作发生。这些算法必须进行测试，以确保它们的功能和预期一样。这个任务是艰巨的。它需要数据的提供，并且输出结果需要和预期结果进行核对。逻辑主机中的仿真模式对于这项任务有很大的帮助。一些电力公司使用模拟器来监控智能电子设备被测试时的输入数据。这验证了状态点的映射和放缩。电力公司也可能会使用模拟器来监控基于输入数据的结果。模拟器对于测试可编程逻辑而言是很有价值的工具。许多程序很复杂，这就使得它们不能完全用模拟数据进行测试，因此，它们的结果可能是不能被验证的。一些电力公司允许它们的可编程逻辑关闭，然后通过实时数据监控设备监控测试阶段进行调试的结果，以此确保程序是可被接受的。

### 6.6.2 调试计划

调试SA系统需要深思熟虑的计划。调试需要用户、集成商、供应商、开发商和建设者的相互协作。假设工厂验收测试是可以执行的，那么在综合考虑很多情况下，调试计划是工厂验收测试的拓展。通常情况下，工厂验收测试并没有足够的变电站部件去综合考虑。因此，真正的“检验”将会是在调试阶段。一旦测试计划准备就绪，那么应当严格遵守计划。调试计划上的改变应该记录在案，并且被各部分接受。正如工厂验收测试，与预期结果不同的偏差值应该被记录在案，并且进行纠正。

测试计划的一个关键点就是确保系统中每个被映射的输入和输出都能得到测试和验证。许多情况下，一旦系统开始工作，测试计划将不能重复。

### 6.6.3 运行测试

一旦自动化系统开始运行，对系统进行彻底的测试会变得更加困难。由于系统部分访问受限，单独的智能电子设备可能会被取代，或者进行不完善的点到点检查的更新。电力公司通常会认为进行“同比”的交换没有特别的风险。然而，假设新装置已经彻底的测试，以确保它符合被取代的装置。很多情况下，具有同样配置文件的旧设备被用来安排新设备，从而进一步降低了风险。一些电力公司购买自动化模拟器来进一步测试新的补充和替换。

然而，新型智能电子设备、数据库和通信软件应当使得电力公司警惕潜在的问题。以前的具有稳定特性的新软件会出现一些小漏洞，所以现在的新软件包含一些以前已经修改过的小漏洞也是常见的。电力公司必须决定新版本软件需要被测试的水平。全面的仿真和台架试验是为了在开始前部署新的软件。知道每个智能电子设备和系统主机里的软件版本是非常重要的。跟踪版本的变化和由此产生的问题可能会产生重要的见解。

电力公司必须能够处理运行支持问题，这在集成系统中是非常常见的。

## 6.7 总结

SA系统的附加设备控制影响着变电站安全，并且值得进行大规模的考察。不得不承认的是，SA控制系统能够在很小的范围内集中变电站控制，并且能够提高变电站控制中人为错误和事故的防护性。这就需要注意SA系统的控制界面设计。设备安装的安全性必须要确保操作无误，并且操作和测试程序的设计必须要进行风险识别，并且将风险最小化。

# 参考文献

IEC-61131-3 Programmable Languages PLC Software Structure, Languages and Program Execution.
IEEE Standard C57.13-1993 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.
IEEE Standard C37.90-2005 IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
IEEE Standard C37.90.1-2002 IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
IEEE Standard C37.90.2-2004 IEEE Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers.
IEEE Standard C37.90.3-2001 IEEE Standard Electrostatic Discharge Tests for Protective Relays.
IEEE Standard 1613-2003 IEEE Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations.
IEEE Standard C37.1-2007 IEEE Standard for SCADA and Automation Systems.

# 第 7 章　变电站一体化和自动化

7.1　引言 ………………………………………… 137
7.2　开放式系统 ……………………………………… 137
7.3　运行数据和非运行数据 ………………………… 137
运行数据·非运行数据·配置数据
7.4　数据流 ………………………………………… 138
第一级：现场设备数据·第二级：数据集中器·第三级：SCADA 和数据库·变电站通信（第二层或第三层）
7.5　资产管理 ……………………………………… 140
7.6　冗余信息 ……………………………………… 140
7.7　系统集成技术问题 …………………………… 141
协议选择·系统结构：数据存档·系统结构设计选择·串行通信·高可靠性网络·测试验收
7.8　系统组成 ……………………………………… 146
远程终端单元·数据集中器·变电站网关·协议转换器·远端输入/输出设备·逻辑处理器·频道控制器·人机接口·以太网交换机·路由器和第三层交换机
7.9　网络安全 ……………………………………… 150
7.10　自动化应用……………………………………… 150
7.11　OSI 通信模型 ………………………………… 150
应用层（层 7）·表示层（层 6）·会话层（层 5）·传输层（层 4）·网络层（层 3）·数据连接层（层 2）·物理层（层 1）
7.12　协议的基本构成……………………………… 152
DNP 3.0·专有协议·IEC 61870·MODBUS·IEC61850
7.13　同步相量……………………………………… 155
广域状态感知·相位测量单元·相位数据集中器
7.14　总结…………………………………………… 157
参考文献……………………………………………… 157

Eric MacDonald
GE Energy – Digital Energy

## 7.1 引言

为了在缩减员工的情况下提高供电可靠性，即更快处理故障并恢复正常工作，变电站自动化技术应运而生，它可以减少人力资本并且推动技术的进步。

由于电力网络覆盖大片地区，所以为了有效地对连接不同电压等级的变电站进行管理，可以使用通信网络对部分开关、断路器和系统中控制潮流的重要设备进行信息传输和控制。这些控制可以通过事先制定的标准进行自动控制也可以通过人工手动干预，其中人工干预可以在变电站内，也可以在控制中心通过通信网络发送控制信号实现。

## 7.2 开放式系统

在世界上大部分地区，非专有接口和协议的开放式系统得到了一定发展。采用这种系统的目的是让变电站设计者针对实时系统所产生的问题选择最好的解决方案。这对系统的拥有者来说是种十分有利的方式。他们可以更换各种设备而不必向限定的供应商进行采购。

事实上，设备的发展是随着专有标准的发展而发展的。虽然开放式系统是系统拥有者的一个目标，但因为专有标准减少了冗余的测试需求和各方面约束而迅速发展，所以设备更可能会通过不同专有标准的迅速发展而发展。另外，专有标准一般由于没有了开放式系统的一些额外约束而显得更加优良。专有标准需要去除设备高度专有化的特征，达成统一。IEEE 和 IEC 对负荷制定和修订时，也会允许一些专有化的特征存在其中。

像以太网、DNP3.0、IEC60870 和之后将要讨论的 IEC61850 等都是变电站广泛采用的成功的开放式标准。

## 7.3 运行数据和非运行数据

变电站信息数据可以大致分为三类：

1）运行数据：断路器和开关的位置信息，实时电压、电流和功率。

2）非运行数据：不需要进行实时分析和利用的信息（故障记录）。

3）配置信息：用来选择设备配置地点和更新设备。

### 7.3.1 运行数据

多年来，变电站之外的数据通信专注于运行数据，如断路器位置和电压电流等，并实现对这些数据的标记、排序和实时传输。这些数据对电力系统运行人员来

说至关重要。

### 7.3.2 非运行数据

有一些数据对运行人员来讲可能显得不那么重要，但是对电力系统的长期管理至关重要，这些数据称为非运行数据，例如：故障记录、断路器触头磨损、绝缘油中气体溶解量、绝缘油含水量。这些信息对保证电力系统可靠性十分重要，但不需要进行实时监测。

### 7.3.3 配置数据

变电站智能化设备（IED）的配置数据、所处的数据环境相对于它产生的运行数据和非运行数据同样重要。看起来很直观，但是要处理好这些数据并不简单。系统的拥有者必须对每一个智能化设备进行存档以便于当其中一个设备故障以后能很快地对其进行修复。另外，如果没有对备用设备进行有效的调整和更新，那么将来的维修更新也将受到极大的挑战。图7.1所示为智能化电力设备的模型。



图7.1 智能化电力设备

## 7.4 数据流

变电站的数据通常通过以下方式获得：

1）利用调制解调器通过网络直接与IEDs进行通信。

2）通过网关与IED进行通信。

3）与数据中心进行通信。

4）进入变电站连接变电站控制监测IED的电脑。

为了确保运行数据可以接近实时传输而不致延迟，有必要将其与非运行数据和配置数据进行隔离。有很多形式可以实现隔离，同时也可以通过选择变电站的路径来解决因为数据文件过大而阻碍对时间敏感数据的传输。目前，世界上大部分地区仍然使用的是202型的调制解调器，它是通过铜线将远端变电站和控制中心连接在一起的。通过该方式或直接进入变电站的方式所获得的运行数据、非运行数据和配置数据可以很轻易地实现数据隔离。

然而，世界通信的发展使得这种配置（调制解调器和铜线）已经逐渐被淘汰了。随着模拟通信到数字通信时代的转变，模拟线路的运行维护变得更加困难，成本更高。电力公司作为输电系统或者配电系统的拥有者，将铜线转换为光纤线路进行通信会更加经济。光纤网络通常采用（TCP/IP）协议或基于SONET，这些网络中的数据隔离需要通过带宽来实现。在以太网IP网络中，则可以使用虚拟局域网

（VLANs）。

由于熟练的运维人员难找且人工费高，所以相比于通信网络，系统拥有者一般不希望运维人员进入变电站。而且，变电站之间距离较远，人工操作效率较低。

### 7.4.1　第一级：现场设备数据

现场设备一般是 IEDs，用来保护和控制电网。现场设备可以是继电保护设备、电容器、测量装置、电压控制器或者一些用来管理电网的电子设备。这些设备通过互感器、数字信号输入、数字信号输出或者电流信号与电网进行信息交互。

现场设备通过上述途径与变电站重要的设备进行直接的信息交互。这些通信信息对变电站的运行至关重要，例如：

1）断路器位置；

2）开关位置；

3）设备状态；

4）电压参数；

5）电流参数。

### 7.4.2　第二级：数据集中器

电网需要大量的 IED。在某些变电站中，需要成百上千的继电保护装置和其他设备。因而，控制中心实现对每个设备的控制管理是不现实的，在大多数情况下，在一个分层系统中安装一个数据集中器会更有效率。变电站数据中心又叫做远端控制中心（RTU）、数据集中器、数据网关等，其中变电站主处理器是目前流行的叫法。不同的设备有不同的特点，之所以将其组合起来使用的目的是为了建立一个设备和维修人员的数据通道。这些设备的功能和它们之间的不同点将在接下来的章节中进行讨论。

### 7.4.3　第三级：SCADA 和数据库

在区域控制中心进行电网的整体操作。该区域可以小到一个地方的直辖市，也可以大到许多个国家，它主要是由法律和该地区的实际情况而定。电力系统的控制需要变电站的信息，因此，第二层的数据集中设备必须向第三层控制中心提供信息。该控制中心也包括对发生故障的记录。

### 7.4.4　变电站通信（第二层或第三层）

变电站之间的通信方法世界上有很多种。目前，变电站通信对时间的要求不高，这意味着变电站数据更新的信息发送到电网控制中心允许有几秒的延迟而不是几毫秒和几微秒。大多数与变电站之间的物理连接是通过以下接口：

1）202 调制解调器；

2）IP 网络；

3）SONET。

## 7.5 资产管理

为了提高供电可靠性，减少系统停电时间，电力公司实施了变电站的生命周期管理，这意味着需要许多智能设备来监测各电气设备的状态，如一次设备（断路器、开关、变压器等）和二次设备（继电保护、IEDs 等）。设备状态监测（ECM）通过多种工具在停电前主动识别问题，是广义财产管理和提高供电可靠性计划的一部分。

设备监测可以简单到故障报警，也可以复杂到确定一个接近故障的断路器。在某些情况下，IEDs 可以进行自我诊断并通过通信协议或物理连接发出警报。现代微机保护通常会产生大量信息，系统拥有者面临的是如何有效管理这些信息以提高可靠性并降低维修费用。其中，非运行数据的分析是这个过程的核心。

## 7.6 冗余信息

电力可靠性监测中一个重要的概念就是信息冗余。简单地说，设备是用来控制系统故障的。这些故障的产生受以下因素的影响：

1）运行环境；

2）设计流程；

3）元件寿命；

4）电压瞬变；

5）动物干扰；

6）操作失误；

7）运行时间。

虽然好的制造商可以设计出许多高可靠性的产品，但是不能保证其完美性。为了确保系统的可靠运行，相同的元件在故障发生时会存在不同的控制方式。双重选择控制涉及到的是冗余问题。在这种情况下，双重控制设备就是本节的首要问题（在实际应用中，所表述的术语有很大差别，例如，北美常见 A 和 B 系统）

当然重要设备和可切换系统可能同时故障，因此建立备用至关重要。工程师通常根据监测电力系统保护的双重偶然性对变电站进行设计，当电力系统主系统发生问题（故障）时，最好有一个可选择的系统进行切换。由于可切换系统和主系统同时故障的概率已经足够低，因此不用再考虑可切换系统的备用问题（通常排除在外）。

冗余并不是所有情况下都需要。工程师们需要进行充分的成本效益分析。通常

需要根据以下条件确定是否需要一个可切换的备用系统：

1）重要性；

2）监管压力；

3）成本。

成本不仅仅是设备增加的费用，也包括设计、测试、定制和维护过程中产生的费用。在工程中，没有冗余的系统更易于维护。

## 7.7　系统集成技术问题

IED 的集成是变电站保护和控制系统中的一个技术问题。虽然标准发展很快，但制造商和设计人员可以从不同方面对标准进行理解，所以并不是所有的设备都采用一样的协议，也不是所有版本的设备都用一样的标准。

### 7.7.1　协议选择

选择一个好的协议对做好一个变电站项目至关重要，这听起来可能很简单，或者很原始，但是在选择过程中需要考虑非常多的因素，如 7.2 节中讨论的，选择国际性的协议可能最好。下面是选择协议时需要考虑的问题：

1）协议的设计对象是谁；

2）该标准是否被广泛的实施和接受；

3）系统运行者是否拥有经验丰富和能力充足的员工来设计和维护基于该协议的系统；

4）所使用的设备是否遵循该协议；

5）设备加上协议后是否有额外的成本产生；

6）利用该协议有什么吸引力功能，这些功能是否被协议支持；

7）解决通信问题的工具是否存在问题；

8）对系统的设计和维修人员是否要进行必要的训练，且一定时间内能否产生效果；

9）哪种系统结构可以支持该协议。

例如，IEC61870－5－103 协议可能很适用于继电保护到控制器之间的通信，但它在控制中心和变电站 RTU 之间的通信可能不是最好的；IEC61580 可能很适用于一个快速移动和现代化的处理单元，但其不是最严谨的协议，因为它力求简单。

### 7.7.2　系统结构：数据存档

数据存档对变电站的控制系统来说至关重要，通常在工程项目中都会调用存档的数据，但也有许多自动化系统没有进行合理的存档，这会造成系统的维护困难，且不易于未来的扩展，成本昂贵。在存档系统设计文件之前必须要确保对其进行了

充分的测试，测试不仅要洞察单个元件，而且还需要对单个元件组成的系统了解透彻。

变电站系统的结构不仅是电气设备之间的简单连接，最主要的是设备之间产生的相互效应。在基于以太网的系统中，物理连接很少记录信息的来源和目的地。做故障排查和维修时，存档设备的物理和逻辑关系非常重要，上述关系可以通过图、表格或者两者的结合对其进行记录。一般图是用于帮助理解表格内容的。

为了描述变电站自动化系统，需要以下文件：

1）系统结构（物理连接图）：图中必须包含各设备之间的连接细节和网络地址。不同的连接媒介，如光纤或者 RS－232 通信电缆，必须在图中用不同的标记来区分（可以使用颜色，但是打印版中可能无法区别，所以标记的制定要根据实际情况。）

2）系统结构（逻辑关系图）：图中必须包含设备之间的应用层连接和协议地址。不同的线路具有不同协议（串行或者地区网络（LAN））时，最好进行区分。

3）关键点列表：主列表通常抓住与变电站拥有者相关的信息。必须包含信息来源的细节、详细的协议内容和发送信息的点。

4）逻辑图：需包含变电站自动化系统中的任何逻辑，包括控制逻辑。

## 7.7.3 系统结构设计选择

变电站的系统结构设计对系统可靠性十分重要。易于控制和可视化的电网必须建立在变电站传输正确信息的基础上。在任何工程活动中，必须根据系统的重要性和成本进行决策。

### 7.7.3.1 新建和已建

新建的变电站自动化项目和已建的变电站自动化改造项目之间的差别很大。新建项目对设计者的制约较少，新的产品、技术和标准可以比较容易地应用到新建的项目中。另外，设备和电缆可以较好的安置，其中更多的是考虑给未来的预留空间。

已建项目需要更多的时间来搜索和了解已存在的设备。许多项目因为缺少细节分析和计划而导致超出预算。

传统设备（已存在设备）的互操作性和新的自动化设备需要着重考虑。尽可能在安装和通信之前测试设备之间的连接问题，有时候对正在运行的系统做测试是不可行的（例如，测试变电站停运所需要进行的计划以及需要变电站拥有者所付出的成本）。在这种情况下，要特别关注并分析通信参数，即使是基于国际标准并且得到很好设计和存档的协议，在互操作性上也会产生一定的问题。

## 7.7.4 串行通信

在变电站中，串行通信作为关键性的通信方式已经存在很多年了。目前，有许

多不同的协议，这些协议技术方面的细节在很多网络上和文本中已有详细的描述，所以本章节不会对国际标准的技术细节进行描述。本章节主要讨论这些标准在变电站中的实际应用。目前最主要的变电站串行通信如下所示：

#### 7.7.4.1　RS－232/EIA－232

RS－232 作为变电站重要的通信标准已经使用了很多年。该标准自从 20 世纪 70 年代就开始流行，并且一直持续到 21 世纪。目前，基于 RS－232 标准的设备需要变电站的工程师们可以使用工具识别并能排查通信中的问题。

RS－232 是点对点的协议，简而言之就是两个电气设备之间进行通信。这种连接是通过具有大量线路的聚合体电缆实现的。通常情况下，每条电缆以细长的 9 型或 25 型 D 型接头为末端（分别称为 DB－9 和 DB－25），接头分为雄性接头（针型）和雌性接头（孔型）。虽然针型接头很受欢迎，但不是所有 RS－232 连接都用这种类型的接头。由于技术人员要求电缆便于排查故障和系统的集成，所以很多制造商制造了非标准的接头。电缆允许的长度由数据传输的速率所决定。

该标准由于在数据巡回终端设备（DCE）和数据终端设备（DTE）之间建立了通信而得到发展。笔记本电脑和 PC 在 2005 年之前通常装设 DCE 串口，但现在却更多的将 USB 接入串口，为笔记本电脑提供 RS－232 串口。DCE 通常情况下用于计算机，DTE 则用于调制解调器。这种方式在变电站两个 IED 之间进行通信并不能完全兼容，这就意味着必须关注接口。下面是变电站故障排查中一些简单的工具：

1）故障盒：这是一个非智能设备，通常允许使用者将两个串行电缆联入该盒，并通过 DIP 转换允许用户切换接口，通常使用发光二极管（LEDs）来进行电压活动与否的判断。

2）零调制解调器：一条连接 TX（传输）和 RX（接受）信号的电缆（通常在 DB－9 和 DB－25 上分别为针 3 和 2 型）和一个针型接口进行 DCE 之间的通信。

3）针抽出器：转换连接器的输出接口。

4）“直行”电缆：一条两端具有接口的电缆，两端用来连接针 1－9 型的电缆（针 1 接口对针 1 接口，针 2 接口对针 2 接口等）。

5）雄性/雌性适配器：用来将针形接口转换为孔型，或将孔型接口转换为针形。

6）DB－25 到 DB－9 的适配器：可以方便灵活的连接两种不同的设备。

#### 7.7.4.2　RS－422

RS－422 是使用 4 线并且与 RS485（将会在下一部分讨论）十分相似的串行通信标准，它可以实现有线连接，并且可以支持 32 个设备在一个网络内进行通信，同时还可以支持不同种类的协议。在一个网络中实现多个设备的同时通信是一个很大的挑战，尤其是在设备种类不同时。为简化集成，数据集中器必须搞清楚不同的停止位、校验方式和波特率，这是因为下层设备并不像数据集中器一样可以区分，

有时候在同一网络中连接某些设备是不可能的。一种简单的解决方案是按设备种类将 RS－485 网络进行分割，该方式的主要成本在于线路和接口，但简化了故障排除过程，因此反而更加经济。

#### 7.7.4.3 RS－485/EIA－485/TIA－485

该标准在变电站中应用很广泛，可采用两根线的形式或四根线的形式。RS－485 得以广泛应用是因为其接线简单，且可在单一网络中支持 32 个设备同时运行，并支持各种各样的通信协议。当然，在同一网络中同时使用多种设备将带来许多挑战，特别是当设备是由不同的厂商生产的时候。为简化系统集成，数据集中器应能兼容不同的停止位，优先级和波特率。因为从动装置通常不能作为数据集中器，有时还不能在同一网络中连接相同的设备。一个简单的解决方法就是将 RS－485 网络按照所连接的设备类型分开。这种方法需付出较大的成本，但与发生故障后的成本加上维修成本相比依然经济。

#### 7.7.4.4 光纤

光纤十分适合在工业环境和变电站环境下进行信息传输。因为光纤不是由金属制成，它们天然绝缘，这就意味着光纤通信不容易受到强电磁场的干扰，并且在高压环境下连接设备不会产生危险。

光纤的缺点在于其成本，不只是连接设备的增加需要额外的数据传输，维护工作也会变得越来越困难，因为对光纤通信进行监测很难。也就是需要购买光纤转换装置来进行故障排查和通信监测。串行光纤通常是点对点通信，虽然可以进行单点对多点的通信，但这通常存在实施障碍（每个设备相当于一个中继器）。

### 7.7.5 高可靠性网络

变电站内的通信需要极高的可靠性，且电力系统保护的信息也至关重要。为了确保以太网系统较高水平的可靠性，可以采用多种技术和拓扑结构。其中一些重要的技术和拓扑结构如下所示。

#### 7.7.5.1 环形拓扑

变电站比较喜欢使用环形的以太网拓扑结构。这种拓扑结构的优点是直观性、冗余性及快速的重路计算，并且网络设计简单，易于维护。

#### 7.7.5.2 高可靠无缝冗余

高可靠无缝冗余（HSR）在 IEC62439－3 标准中有过讨论。它可以保证网络在其中一个主要设备故障时不至于丢失信息，其拓扑结构主要是环形拓扑。该网络虽然设计成没有开关的形式，但是相对的，每个设备在网络中都自己实现开关的作用。当需要发送信息时，其发出的信息包分别向环的两端发送，接收装置在接收后进行标记，如果到达一个设备并且是预定的目标，那么进行接收，如果非预定目标或者第二个信息包已经送达，那么则丢弃。

应用 HSR 有很多好处，其所带来的利益超过它本身的不足之处。HSR 不需要采用开关，便可以使网络得以简化。然而，当 HSR 应用在变电站中时，将增加维护的复杂度。当因为检修需要而将变电站中的某一设备退出运行时（例如，退出馈线保护，则 HSR 网络中的继电器断电），此时 HSR 网络会瘫痪，网络中的其余部分也不能正常运行。从检修需要的角度看还可以接受，但如果多个设备同时需要检修则将面临较大的挑战。基于以上原因，该项技术可能更适用于具有混合结构的系统中，且具有诸多备用网络，譬如，其姐妹版——并行冗余协议（PRP）（同样定义在 IEC 标准中）。

#### 7.7.5.3　并行冗余协议

如同 HSR，PRP 也在 IEC62439 标准中。PRP 也提供了非常高的冗余性，但是不像 HSR，PRP 没有去除开关，反而通过创造一个平行开关网络来解决冗余问题。当一个设备传输信息时，会向两个网络同时传输数据包，开关网络将信息转换到设计的接收设备并进行接收。接收过程中选择先到的一个，舍去另外一个。

虽然 PRP 网络硬件的初始成本并不是十分吸引人，但其简化的运维确实可观。PRP 网络在 IEDs（如继电保护）退出运行进行维护检修时，不会使网络失去正常运行状态。

#### 7.7.5.4　星型拓扑

星型拓扑十分简单，其提供了非常快速的传输速度。但是，该拓扑结构容易造成中心点单点的故障，所以在重要的设备中使用较少。

#### 7.7.5.5　混合拓扑

多环拓扑和星型拓扑在冗余性上很吸引人。当某个协议十分适用于复杂的物理结构时，必须对其应用环境进行慎重的考虑。当结构多于单环时，如果不能准确地计算出一个开关故障对网络造成的影响，其应用难度将会很大。在简单的单环拓扑中，按一般的经验，快速拓展树协议（RSTP）的重路 5ms 转换一次（在有线的情况下）。在更复杂的结构中，这个过程可能要几分钟。因此，在设计阶段就应该考虑到是否可以接受在故障状态下这种程度的信息延迟。

### 7.7.6　测试验收

为了保证变电站自动化项目的成功实施，必须在项目实施前对系统进行现场测试。事实上，并不是每次都可成功实施，但一旦执行是非常有益的。

在可能的情况下，应该制造一个系统模型。所有通信接口在连接设备前都应该进行测试。通常供应商都会让用户在购买前进行系统的测试。这就要求测试或者工厂验收测试（FAT）必须有一个细致的计划来加以执行。该计划由供应商咨询客户后进行制定。虽然在实际中，系统在接受测试时不可能没有任何额外的状况发生，但是希望工厂验收测试中不会有主要问题的发生。

# 7.8 系统组成

## 7.8.1 远程终端单元

传统自动化系统的核心是远程终端单元（RTU）。多年以来，RTU 一直作为自动化分系统、监测系统和数据采集系统（SCADA）的中流砥柱。RTU 主要是为变电站出力信息设计的，虽然也可以应用于另外一些工业系统。图 7.2 为变电站中的 RTU 实物图。

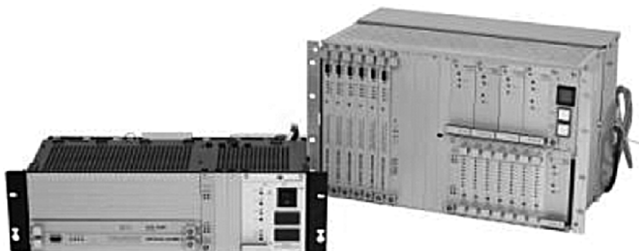


图 7.2　远程终端单元

RTU 主要作为通信接口来监测某些模拟量和数字量（电流电压等）。RTU 广泛应用于大范围地区。其主要作用是通过通信接口将远端电力系统的信息提供给中心控制系统，并对远端的开关进行控制及切换，某些 RTU 也可用于电压电流的监测和潮流计算。

另外，RTU 可以用来监测变电站的某些信号和状态，如门铃报警和电池故障报警。这类信号产生于整个变电站并且很难将其并入保护类的组别里面。为了便于维修，需要将这些信号连入 RTU 而不设置另外的智能设备或微机，来对其进行简化管理。

由于微机广泛应用于变电站中，所以对 RTU 形成了挑战。反对使用 RTU 的人认为，目前继电保护中已经对增加的电力系统计算量、大量的物理输入输出（I/O）、仪器的连接转换（为了得到电流和电压量）进行了处理，所以可以在 SCADA 系统中重复利用。虽然初始的硬件成本和减少的线路很可观，但工程师们必须要考虑系统的维护和运行的环境。变电站中的 RTU 一般设计简单，调试、维护方便。

## 7.8.2 数据集中器

数据集中器集中了下级设备的信息并将其发送到其他设备，其功能和 RTU 相似且大多情况下是同一种设备。两者之间主要的区别是数据集中器没有必要装设物理接口来监测系统状态和某些模拟量，数据集中器则一般通过通信协议来获取信息

而不是通过直接的连接传输获得。

### 7.8.3　变电站网关

网关这个术语应用极其普遍，虽然变电站不同的部分会应用不同类别的网关，但都称之为网关。最简单的是在路由器中的应用。在 IP 网络中，网关是一种允许不同子网进行通信的设备，这被称作第 3 层转换成路由。这个术语在信息部门（IT）修理网络时经常出现。

在变电站中，网关不同于传统的保护和控制设备。在现代智能电网中，网关作为变电站的信息安全门户，管理并记录着变电站信息获得的渠道，可以将其视为一个超级数据集中器和 RTU（虽然 RTU 是一个独立的装置，但变电站并不一定用到它）。图 7.3 是一个变电站的网关。



图 7.3　网关

### 7.8.4　协议转换器

尽管不是非常完美，但协议转换器还是可以实现让两个说不同“语言”的设备进行“交流”。协议转换器可以是一个提供不同协议之间相互转换的简单两端口设备，如 MODBUS – TCP（网络化）转换成 MODBUS – RTU（串行），也可以作为一个复杂的大规模 RTU 或者数据集中器来实现不同的接口同时转换不同的协议。单纯的协议转换器并不很受欢迎，因为这可能会在系统中新增故障点。然而，并不是所有的设备都兼容各种协议，因此协议转换器是集成系统所需的。协议转换器比较适用于老一代的设备连入新一代的系统。图 7.4 展示了硬件媒体转换器。



图 7.4　媒体转换器

### 7.8.5　远端输入/输出设备

远端 I/O 单元通常应用于大规模的系统。铜缆本身的成本、架设成本等十分高，所以变电站更倾向于使用 I/O 设备通过网络进行通信，但远端 I/O 设备会对集成系统造成很大的影响。

当分配好 I/O 后，信号的时间标记就会产生问题。有些地区（主要是区域的大小和当地的法律）的系统状态发生转变时，需要高分辨且正确的时间标记，所以这就意味着远端 I/O 单元必须寻找一种方式来实现时间的同步。

远端 I/O 单元可能需要更多的智能化。通常发生面向对象的系统事件（GOOSE）时向 I/O 设备发送信息，例如，需要某种智能设备（计时器），以确保当丢失通信时不会永久地关闭连接。由于这个原因，需要慎重选择协议。

### 7.8.6 逻辑处理器

现代大多数的变电站 IEDs 均具有一些逻辑处理能力。虽然可编程逻辑控制器（PLCs）广泛应用于自动化系统中，但在变电站中却使用不多。这可能与变电站的物理环境有关，变电站内的设备大都功能完善，并占据了变电站内的空间。变电站逻辑处理器大都集成在数据集中器和 RTU 中，并提供先进的协议和自动化功能而不必从 PLC 重新开始发展。

### 7.8.7 频道控制器

频道的概念在北美并不流行，但在有 IEC 标准的国家却被广泛接受，尤其是在欧洲。频道控制器属于 IEDs 的逻辑处理组，是系统的首要设备。例如，变电站可以通过连接将输电线、变压器以及用户加入频道。简而言之，频道控制器就像 RTU。在频道内进行转换开关和断路器的状态监测和控制。许多高端的频道控制器可以监测电压和电流，并提供一定的继电保护功能、同步检查功能甚至人机接口（HMI）控制功能。图 7.5 展示了一个变电站频道控制器。




图 7.5 频道控制器

### 7.8.8 人机接口

HMI 是变电站的重要组成部分。它为运行维修人员提供了一个查询变电站当前状态、开关断路器位置的窗口。图 7.6 展示了一个用来进行管理的 HMI 屏幕。如同大多数技术，HMI 不仅依靠技术，还要求实施团队具有一定的能力和经费预算。

HMI 通常用来显示变电站内的单线图和开关的位置。模拟量如电流、电压和潮流也可以表示出来。HMI 可以对系统进行控制或简单的监测。许多多功能的 HMI 可以为不同的用户提供不同等级的控制。HMI 也可以用来监测变电站事件序列和管理警报。




图 7.6 典型人机接口界面

### 7.8.9 以太网交换机

LANs 起初是在以太网交换机的基础上建立的，并允许某些设备进行互相通信。

以太网通信是现代化变电站的重要组成部分之一，以太网技术标准早已广泛应用于家庭和工作场合中，但没有在变电站得到大规模的普及。那是因为交换机为基础建立的以太网在变电站严酷的环境下（温度、电磁干扰、电压越限）容易遭受干扰并发生故障。而且，许多电力公司并不使用风扇对其进行冷却（移动的机械部分如风扇在高频的情况比静态电磁影响更容易故障）。图 7.7 展示了变电站 32 接口的通信交换机。



图 7.7　以太网交换机

当在变电站使用交换机时，对其整体的连接性进行测试十分重要。通常情况下，监测接口需要与设备相连，并确保同一个接口可以收到从交换机传递过来的信号。虽然可以使用中介转换器，但是会增加一个故障点。变电站交换机也必须考虑冗余性以达到双重保障。

以太网通信对于小范围地区的网络通信十分有效。当大量设备接入或者宽带紧张时，以太网的数据传输速率会变得很慢。为了确保重要数据不会因为通道的堵塞而变得缓慢，需要使用网络交换机来控制装置。以下术语针对不同的以太网技术而设置。

控制型交换机：允许优先级通信

非控制型交换机：拥堵时可进行切换

集线器：复制所有接收到的信息，但不适合先进的设备。

### 7.8.10　路由器和第三层交换机

在某些情况下，对通信设备进行分类是十分有益的。由于同一时间只有有限数量的数据可以通过 LAN 交换机并进行传输，所以当大量设备连入 LAN 时，网络的性能就会降低。为了减少拥堵的发生，可以将 LAN 进行网络分解。分解后的网络将减小网络拥堵造成的延迟。为了允许大量的 LANs 同时进行通信，需要将某种设备当作桥梁运行在 OSI 模型的网络层（见 7.11 节）。路由器或层 3 交换器就可以起到桥梁的作用，将一个 LAN 中的数据通过路由路传输到其他的 LANS 中，从而创造一个大的网络（MAN），或称之为广域网（WAN）。

将设备进行合理的分类对于管理宽带也十分有益。对于分解后的 LAN 来说，分组设备使用较大的宽带进行 LAN 之间的通信并不十分科学，这会造成路由器的拥堵。通常的做法是在每个变电站设立单个的 LAN，且通过路由器将其连入 MAN 或者 LAN，该方式不仅将变电站的数据进行了隔离，并且可以通过人工操作将数据发往多个其他的变电站。层 3 交换机的运行机理对系统来讲和路由器相似，但由于其在硬件上的处理使该过程更加迅速。

虽然从运行上看，这种方式很有吸引力，但使用 WANs 需要系统拥有者更多的

关注网络的安全性。

## 7.9 网络安全

网络安全是变电站控制系统的自然衍生，因为变电站的保护和控制系统在电网的控制之下，这可能成为不法之徒和恐怖分子的目标。如何应对日益增长的安全威胁，电力公司有很多选择。他们可以抑制现代化进程采取老式的点对点串行通信，并且当发生故障时，派遣维修人员去每个变电站进行维修或者采用新技术和设备来维持一个安全的运行环境。安全并不仅仅是电力公司面对的问题。它也是银行、政府、军队和任何有计算机的人需要面对的问题。因此，工业上持续不断地推进新的网络安全技术，包括电力工业。安全部分内容将会在17章重点进行阐述。

## 7.10 自动化应用

变电站自动化加快了故障停电的决策速度和处理速度，也改变了控制中心计算机中按照算法运行的本地（在变电站逻辑处理器或网关中）或中心开关的位置。在变电站内，控制可以十分迅速地来应对变化的环境（例如故障）。中心控制可以针对较大范围的区域，但会因为数据传输产生较长的延迟。下面是一些自动化应用：

1）故障监测隔离恢复（FDIR）；
2）自动转换；
3）电压无功控制（VVC）；
4）警报管理；
5）冗余点监测；
6）重合闸；
7）自动选择。

## 7.11 OSI通信模型

OSI通信模型是大部分计算机通信系统的基本模型。在IEC 7498－1中对其有详细的阐述。该模型为不同计算机系统之间开放通信提供了便利。其将通信分为以下7层：

1）物理层；
2）数据连接层；
3）网络层；
4）传输层；

5）会话层；

6）表示层；

7）应用层。

在 OSI 模型中，只有相邻的层之间可以进行通信，然后通过每层的类似的方式连接起了同一层之间的通信设备（例如连接层信息发送装置和接收装置之间进行连接通信）。

要阐述 7 层模型的功能，从应用层开始较为简单，这种方法会在之后加以阐释。但是，排查系统故障更为有效的方式是从物理层开始。虽然 OSI 模型是大多数通信系统的基础，但不是所用通信协议都会用到全部的通信层，通常会将 7 层进行整合和轻微的调整。抛开事实不讲，理解好该模型仍然十分有用。

该模型应用广泛，其在故障排查和系统设计方面至关重要。该模型不是本章的重点，不会对其进行详细的阐述，希望该领域内的学者会对其进行深入的研究。在查询故障通信时，通常会对 OSI 模型进行分层隔离，从物理层进行逐层排查，这种做法是很有效的。

### 7.11.1　应用层（层 7）

该模型的最高一层直接与进程或程序进行交互，是开放系统互连环境（OSIE）的单一访问点，并提供相应的服务以利于通信。应用层不仅提供数据转换也确定通信成员，授权另外的一些设备进行通信，建立服务质量等级。应用层与表示层之间的通信直接相连，并获得表示层提供的信息服务。

### 7.11.2　表示层（层 6）

表示层主要是语句的结构，其设计的目的是通过平台提供一个数据的表示方式。该层对应用层提供服务，如进行数据压缩和数据加密。应用层主要由下面的会话层对其提供服务。

### 7.11.3　会话层（层 5）

会话层主要协助管理表示层通信设备之间的连接。主要负责系统之间通信的连接和断开。会话层应注意传递协议中的管理，使用的是传输层给与的信息。

### 7.11.4　传输层（层 4）

数据传输层提供了一个简单的接口实现了与会话层的连接，然后将下面三层的数据进行提取打包发送给会话层。一般传输层有数据流控制功能；允许接收系统请求发送设备以降低发送速率，并保证接收系统不过载的功能；进行网络优化，平衡数据传输服务的能力和需求。数据传输层注重的是端到端的传输质量和错误修复。

### 7.11.5 网络层（层3）

网络层用于处理信息的中继和路由。网络层利用全网络唯一的网络地址来确定使用的设备，并管理网络的数据通道，其主要工作是负责网络分配，从而为数据从一个设备传输到另一个设备找到一条合适的通路。其中，网络可以小到点对点的通信，也可以大到包含大量通信连接网络的因特网。（注意：因特网主要是 TCP/IP 网络，其模型和 OSI 七层模型类似，但 OSI 模型中的某些功能归入了不同的层）。

### 7.11.6 数据连接层（层2）

数据连接层负责对物理层错误数据进行检测辨识和修复。其规模没有网络层那么大，主要管理的是从一个设备到另一个设备的数据流速度。在变电站中，值得注意的是 GOOSE 信息运行在数据连接层，以太网交换机主要用于转换数据连接层的信息。

### 7.11.7 物理层（层1）

物理层直接在连接的媒介上运行（如铜缆和光纤）。数据通过数字脉冲进行传输。物理层连接可以是两个设备间进行的，也可以在多个设备间进行。

## 7.12 协议的基本构成

自动化变电站或集中系统的运行离不开协议。为确保变电站中的 IEDs 形成一个系统进行工作，设备之间必须有通信。通信通常是通过铜缆或光缆进行的（无线网络通常不在变电站使用，因为变电站存在电磁干扰，且无线的安全问题难以保障）。根据确定的协议，信号利用二进制的方式在物理媒体间进行发射和接收。协议，也就是条款，比如在人类社会中，在会议中拍手就相当于一个协议。这部分将会对变电站最重要的一些协议进行讨论。

### 7.12.1 DNP 3.0

分布式网络协议（Distributed Network Protocol，DNP）是全球能量管理中最成功的协议之一。其在变电站和控制中心的通信能力受到美洲大部分地区、非洲和亚洲的一致好评。DNP3.0 是一种专门为 RTU 和 IED 之间的通信而设计的兼容性协议，由 DNP3 用户组进行管理，是一个开放的协议，这就意味着任何供应商都可以通过信息对 DNP3.0 进行配置。

该协议十分适合于控制和监测电力网络。其大致基于 OSI 模型，但同时又使用了一个加强型结构（EPA）来减少带宽。因此，其专注于物理层、数据连接层、网络层和应用层。由于协议具有清晰的存档功能，并且 DNP3 用户组具有不同的权

限，所以 DNP3.0 可以进行很好地配置，当来自不同制造商的设备之间有通信需求时是一个很好的选择。

### 7.12.2　专有协议

许多制造商都制定了自己专有的协议，其原因多种多样，其中最主要的几种原因如下：

1）发展速度。

2）市场分化。

3）开放协议不适合或达不到应有的性能。

4）开放协议不适合或达不到应有的目的。

许多技术的进步都是通过专有协议实现的。虽然开放协议的互操作性很强，但是目前的许多标准都是从专有协议发展而来的。

### 7.12.3　IEC 61870

IEC TC（技术协会）57 负责开放通信的发展，IEC61870 也不例外。IEC61870 标准主要描述 SCADA 开放或系统的通信。IEC61870 的扩展标准除了变电站之外，还包括传输和内部控制中心的通信。在变电站中，下述协议十分重要。

1）IEC60870 - 5 - 101 控制中心到数据集中器系列通信。

2）IEC60870 - 5 - 103 数据集中器或控制器到 IED 保护系列通信。

3）IEC60870 - 5 - 104 控制中心到数据集中器网路通信（基于 LAN）。

IEC 60870 协议在欧洲、北非、亚洲和部分南美非常重要，但是在美国并不流行。

### 7.12.4　MODBUS

工业上应用 MODBUS 协议已经很多年了。虽然 MODBUS 在电力变电站中有所应用，但没有像 IEC60870 和 DNP3.0 一样应用广泛。MODBUS 是一个多功能协议，信息存储在寄存器中并通过 MODBUS 来进行读取和存入。该协议中并没有时间标记功能，但是如果需要该功能，可以从存储器中调用。

MODBUS 具有灵活性和简洁性等优点，因此是一个很好的选择。MODBUS 可以应用于过程控制和文件转换中。不幸的是，许多公司对其有不同的理解和翻译。作为一个通用准则，MODBUS 不是互操作性最好的协议。

### 7.12.5　IEC61850

在 21 世纪保护与控制领域所有发展的技术中，没有任何协议可以达到 IEC61850 所达到的程度。该标准是 IEC 技术协会 57 制定的针对变电站建模和通信的开放标准，首先在欧洲得到广泛的应用，然后传向了世界（虽然在北美的应用

稍微缓慢了一点）。

系统拥有者和工程师始终追寻的是一种简单、易于集成、性能良好并且灵活的系统，因此，他们把目光投向了IEC61850。IEC61850－6标准描述了一种基于语法的可扩展标记语言（XML）对变电站进行建模，XML同时也被称之为变电站配置语言（SCL）。

该标准的意义在于其覆盖面，它包含了IEDs之间的保护和控制通信（变电站母线），代替了传统IEDs设备之间的铜线连接通信（过程总线），为变电站提供了一个面向对象的模型。IEC61850的第二个版本扩展了其覆盖面，包含了GOOSE信息、同步性、网络安全和更多的内容。当然哪些扩展内容进行了实施我们有待观察。

和其他工程一样，IEC61850实施前也要经过严谨的测试。虽然使用新的技术可以提升效益，但是我们应该注意到在使用新技术时，最好有示范工程在设计、维修并加以学习，这在通信标准领域也是一样的。实行IEC61850的初始成本比较高，这是因为其不同于之前的标准。随着技术的进步和员工对技能的掌握，其优势会逐渐展现出来。

**7.12.5.1 IEC61850配置范例**

IEC61850使用了一个系统配置范例。系统中的每个设备都由SCL中的IED性能描述文件（ICD）进行描述，该文件确定IED的性能及在系统中的作用。为了配置系统，每个IED文件都在变电站配置描述（SCD）文件中，并且与IED配置连接在一起，配置结果会输出到SCD文件中，并且有一系列IED的配置描述文件（CID）输出到IED中。

事实上，该程序并不是每次都可行的。大多数情况下通过人工配置较为简单，有时候通过工具进行的配置是不能实现的。网关可能直接输入SCL文件或者在IEC61850自描述功能之间建立通信。

在IEC61850标准中配置设备给电力公司带来了很大的挑战，当配置中出现任何变化时，前面所述的过程就要重新进行一遍，因此这就需要新的标准实施方案。系统中任何设备的配置参数变化都会导致SCD文件变化，一个微小的变动就重新运行一遍整个流程当然是不可取的，然而合适的方案往往很难获得，可能继续会倾向于当前的模块化方法对系统进行维护，而对配置范例产生抵制。

**7.12.5.2 GOOSE**

IEC61850标准中最清晰有用的标准是GOOSE。GOOSE信息是为电力公司的高速网络而设计的，并以此来替代铜线。用通信信号替代有线网络可以节约很多成本，如：

1）减少金属消耗成本；

2）减少通信建设成本；

3）简化物理结构。

基于通信的数据传输相当于甚至会超过铜线的传输速度。为实施这种方案，GOOSE 信息需要管理型的交换机，因为这些信息是高优先级的信号。GOOSE 信息要在非重要信息之前通过交换机传输。

#### 7.12.5.3　变电站总线和过程总线

IEC61850 通信标准可以分为两大类：变电站总线用来监测和控制；过程总线用来代替连接各种仪器的铜线。大多数初始的 IEC61850 安装仅包括变电站总线，因为过程总线在以太网的环境下较难实现。

继电保护制造商采用不同的算法对仪器中的模拟量进行采集并且加以数字化。通常情况下是用具有专利的或者专有的算法对这些采样数据进行处理。过程总线提供了一个合并单元，它将现场的数据进行采样，并将其发送到以太网中任何需要该信息的继电保护设备。为了提高互操作性，对该标准进行了扩展，IEC61850－9－2－LE 技术就如何对采样好的信息进行处理给予了很多详细的建议。

为了使基于以太网的过程总线具备和传统系统一样的功能，这需要巨大的带宽。目前在基于微处理器的继电器中使用的高速内部总线必须通过高速网络来替代。高速网络需要更多的经费来进行数据通信。由于数据必须非常可靠，因此 PRP 和 HSR（这部分已进行阐述）引入了 IEC61850 标准。目前以太网还没有做好足够的准备来应对这个挑战。

基于非以太网的解决方案已经得到实施。第一步是在没有以太网的基础上进行单元合并和商业化，制造商按照准则用基于 IEC61850 协议的光纤来代替某些互感器和 IED 之间的铜线。虽然这种方式解决了问题，但是许多 IEC61850 的理论家并不支持这种不利用传统交换机网络而用点对点光纤通信来代替的方式。该方式利用 OSI 模型进行通信，这种技术的进步主要依靠的是抽取底层的通信协议。如果按照这些准则进行设计，使用哪些底层技术就变得无关紧要了。如果技术允许，这应该是最适合应用的方法。

## 7.13　同步相量

同步相量指的是相量（旋转矢量）的测量要和时间进行同步（UTC）。同步是为了描述交流电网络（AC）而创造的词。同步的概念第一次是在 1995 年 IEEE 1344 标准中建立的，但没有被广泛的采用。随着 2011 标准的更新让人们开始普遍接受，同步相量通过展示从未有过的细节增加了对电力系统的一个新的认识水平。传统协议的数据集中在 SCADA 中并且每次更新需要几秒，而可以在一秒钟进行数据测量多次。其首要的应用便是大范围的数据监测（WAMS）允许电力系统捕捉和分析电力系统事件的效应（例如故障－潮流不合理或者失控）。

目前传输同步相量的数据标准是 C37.118。该协议可以用来传输同步数据，但是会产生一系列问题。作为一种点对点的通信协议，其十分有效但并不适合于基于

网络的通信，因此 IEC61850 －90 －5 标准需要利用 UDP 来提供同步相量路由。IEC61850 相比于 C37.118 具有更高的安全性。

## 7.13.1　广域状态感知

在 AC 网络中，同步相量可以用来估计电网承受的压力。潮流从高电压处流向低电压处。由于电压水平在 AC 网络中不断的变化，所以长距离上频率的细微变动会引起功率的流动。电力系统的扰动（输电线路故障或者发电机起停）会致使电力系统不同地点相角的快速变动，从而给系统造成压力。

虽然 WAMS 不是严格基于变电站的，这边讨论的是其作为集线器连入电力网络。因此，测量设备和数据集中器需要提供变电站的同步相量。图 7.8 所示为进行广域监测的能量管理系统。



图 7.8　广域监测能量管理系统

## 7.13.2　相位测量单元

相位测量单元（PMUs）从电网获得电压和电流，并且通过同步相量协议例如 C37.118 或 IEC61850 －90 －5 发给用户。由于 PMU 需要大量的带宽，所以上述过程需要优先完成。大规模的系统很容易导致集中的 PDC（一般为超级 PDC）过载。PMU 可以集成到保护继电器。图 7.9 所示为一个基于继电器的 PMU。



图 7.9　N60 PMU

## 7.13.3　相位数据集中器

PDCs 通过同步相量向数据集中的特定设置传输数据。同步相量和相关协议在前面已经讨论过了。

因为同步相量需要大量带宽，所以 PDC 在同步相量系统中十分重要。当电网中存在大规模的同步相量时，将所有信息从 PMUs 发送到中心控制器是不切实际的。PDC 主要提供一个本地化的档案和筛选器，并连接到控制中心的超级 PDC。

## 7.14　总结

目前，智能电网和能量管理智能化很受重视。变电站自动化系统工程师和技术人员在过去 25 年里一直默默地进行着研究。新的焦点增长了这些领域的投资。而自动化和通信系统在电网中起到粘合剂的作用，将现代电力系统和现代能量管理系统粘合在一起。变电站自动化影响了工业、商业和居民用户。变电站是电力系统的重要节点，变电站的自动化及控制需要不同的技术来加以实现。

## 参 考 文 献


Adamiak, M., Premerlani, W., and Kasztenny, B., Synchrophasors: Definition, measurement and application, *Protection and Control Journal*, GE Multilin Publications, pp. 1–13, 2006.

Blackburn, L., *Protective Relaying: Principals and Applications*, 2nd edn., CRC Press, Boca Raton, FL, 1998.

Dogger, G., Tennese, G., Kakoske, D., and MacDonald, E., Designing a new IEC 61850 architecture, Presented at Distributech, Tampa, FL, 2010.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Standard Definition, Specification and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control*, IEEE Std. C37.1-1994, IEEE, Piscataway, NJ, 1994.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations*, IEEE Std. C37.2-1996, IEEE, Piscataway, NJ, 1996.

International Electrotechnical Committee, *Industrial Communication Networks—High Availability Automation Networks. Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-Availability Seamless Redundancy (HSR)*, IEC 62439-3:2010/Amd1, IEC, Geneva, Switzerland, 2010.

International Electrotechnical Committee, *Information Technology—Open Systems Interconnection—Basic Reference Model: The Basic Model*, ISO/IEC 7498-1, 2nd edn., IEC, Geneva, Switzerland, 1996.

Madani, V., Martin, K., and Novosel, D., Synchrophasor standards and guides, Presented at *NASPI General Meeting*, Ft. Worth, TX, 2011, pp. 1–21.

McDonald, J., North Carolina municipal power agency boosts revenue by replacing SCADA, *Electricity Today*, 15(7), 2003.

McDonald, J., Substation integration and automation—Fundamentals and best practices, *IEEE Power and Energy*, 1, March 2003.

McDonald, J., Caceres, D., Borlase, S., Janssen, M., and Olaya, J.C., ISA embraces open architecture, *Transmission and Distribution World*, 51(9), 68–75, October 1999.

McDonald, J., Doghman, M., and Dahl, B., Present and future integration of diagnostic equipment monitoring at OPPD, Paper presented at *EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference IX*, Palo Alto, CA, 2001, pp. 1–5.

McDonald, J., Daugherty, R., and Ervin, S., On the road of intelligent distribution, *Transmission and Distribution World*, September 2006.

McDonald, J.D., Acquiring operational and non-operational data from substation IEDs, SCADA, Substation and Feeder Automation in Electric Utilities Short Course, 2008.

McDonald, J. et al., *Electric Power Engineering Handbook*, CRC Press, Boca Raton, FL, 2000.

Parashar, M. and Bilke, T., North American synchrophasor initiative, phasor technology overview, NASPI OITT Webcast, January 22, 2008.

Patel, M. et al., *Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability*, 2010 [Online]. Available: www.naspi.org/resources/papers/rapir_final_20101017.pdf [Accessed: April 12, 2011].

Sidhu, T., Kanabar, M., and Parikh, P., Implementation issues with IEC 61850 based substation automation systems, Presented at *Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, IIT Bombay, India, 2008, pp. 473–478.

Wester, C. and Adamiak, M., Practical applications of Ethernet in substations and industrial facilities, Presented at *Power Systems 2011 Conference*, Clemson University, Clemson, SC, 2011, pp. 1–12.

# 第8章　围　油　栏

8.1　变电站内的充油设备 …………… 160
大型充油设备·电缆·移动设备·油处理设备·储油罐·其他来源·溢油风险评估
8.2　围油栏的选择 ……………………… 163
8.3　溢油防护技术 ……………………… 163
防护系统·排放控制系统
8.4　警报与监控 ………………………… 174
参考文献…………………………………… 174

Thomas Meisner
Hydro One Networks, Inc.

对供电变电站相关电力设施的溢油防护和控制，是电力公司值得关注的一个问题。由于监管部门对变电站溢油及清理工作的重视，所以有必要实施二次密封和泄漏预防控制及对策（SPCC）计划。溢油除了严重影响自然环境，其规模大小决定清理费用，而且会产生不良的社会反响。

虽然变电站内发生溢油事故的概率是非常低的，但是一旦变电站发生质量低劣的原油排放到其邻近的通航水域或特定的湿地，都有可能对现场的油量、周围地形、土壤特性等产生很大影响。所以这些变电站需要实施SPCC计划，安装二次围油设施是解决该问题的一种正确的方法。

在设计一个合适的防溢计划和溢油控制系统之前，工程师首先要彻底了解监管要求。

美国联邦政府对于溢油的排放、控制及清理方案的要求在联邦法规法典的第110、112部分标题40（40CFR）中有所提及。上述规定仅适用于符合下列条件的相关设施：

1）地上单一容器存储容量大于2500L（约660gal）或总存储量大于5000L（约1320gal）的相关设施；

2）总存储容量大于159000L（约42000gal）的埋油库相关设施；

3）在一年内发生过一次或者两次事故，且溢油量超过3786L（1000gal）的相关设施。

4）由于相关设施的特殊位置，可以合理地预期将溢油排放入美国或其毗邻海岸线的通航油域。

在其他国家，通用的政府法规都涵盖上述要求。

## 8.1 变电站内的充油设备

安装在变电站内的一些电气设备都是充油设备，充油是为了提供必要的绝缘特性并保证达到设备要求的性能（IEEE，1994）。电力设备发生电气故障会产生电弧和过高的温度，高温会使绝缘油蒸发，从而产生过高的压力致使电气设备的油罐破损。此外，操作员操作错误或设备故障也可能是发生溢油的原因。

电气设备中发生溢油或火灾是不可避免的，但通过实施充分的预防和控制规划方案，可以减少电气设备的受损程度和故障后果。

以下各小节描述了变电站内各种溢油的来源，以及可能会发生溢油的设备。用户必须对现有的油量、溢油的潜在影响、与每一个充油设备相关联的围油栏进行综合评估。

### 8.1.1 大型充油设备

在变电站内发生溢油的主要设备有：电力变压器、充油电抗器、大型调节器和断路器等，这些设备的充油量通常很大。

电力变压器、电抗器和调节器一般包含从几百到100000L或更多的油（约500～约30000gal），7500～38000L（约2000～10000gal）。变电站通常包含1～4个电力变压器，或者更多。

高压油断路器可能有三个独立的油罐，各含400～15000L（约100～4000gal）的油，其具体容量取决于它们的等级。然而大多数断路器的油罐中容量小于4500L（约1200gal），变电站内可能有10～20个或更多的油断路器。

### 8.1.2 电缆

变电站内的抽油设备和电缆终端是溢油的另一个来源，它们使管型电缆设备内的油压保持在一定油平。管型电缆系统根据其长度和等级可能容纳5000L（约1500gal）到38000L（约10000gal）或更多的油。

### 8.1.3 移动设备

虽然移动设备和应急设施可能不经常使用，但应考虑其载油量和相关的溢油风险。移动设备可能容纳多达30000L（约7500gal）的油。

### 8.1.4 油处理设备

变压器、断路器、电缆等设备都是在设备最初安装时进行充油的。此外有必要对其进行定期处理或更换机油，以确保设备的绝缘质量，在处理或更换过程中需要油泵、临时储存设施、软管等设备协助完成。虽然油加工和油处理工作次数较为稀

少，但在工作过程中仍有可能发生溢油现象。

### 8.1.5　储油罐

由于储油罐可能会发生重大溢油事故，因此需要重视变电站内散装储油罐（无论是地上或地下）溢油的防护与控制工作。同时考虑到联邦法规法典的第 112 部分标题 40（40CFR）规则的适用性，对整个变电站内的设施都需要增加二次围油栏。用户可能需要重新考虑变电站内散装油的存储。

### 8.1.6　其他来源

站用电系统、电压电流互感器、较小的电压调节器、油路重合器、电容器组，还有变电站内常用的其他电气设备都含有少量的绝缘油，其单个储油罐通常小于 2500L（约 660gal）。

### 8.1.7　溢油风险评估

由电力设备故障引起的溢油事故风险取决于许多因素，包括：

1）工程和操作实践（如电气故障保护、负荷过载、开关操作、测试和维护）。

2）相关设备内含有大量的绝缘油。

3）站布局（如空间布局、接近境界线、河流和其他水域等）。

4）站地形和整地（如坡度、土壤条件、地面覆盖物等）。

5）排油速率。

为了选择与潜在溢油风险相对应的保障措施，必须要对每一个设备进行评估。

工程师首先要考虑该变电站的载油量是否超过法规规定的数量，其次考虑如果发生溢油或储油罐破裂，其排油是否能到达通航油域。如果不存在上述可能，则没必要制定 SPCC 计划。

对于每一个便携式设备和移动变电站来说，必须制定好 SPCC 计划。该计划必须通用，且可用于所有的变电站或任何位置的设施。

变电站内溢油的频率和程度是非常低的。任何特定位置发生溢油的概率取决于储油罐的数量和容量以及其他的特殊性条件。

根据最新监管要求的适用性，或者溢油事件已发展到一个不可接受的水平时，建议采取相关措施来缓解该问题。典型标准的溢油防护和控制方案要结合以下几个方面：监管要求、公司政策、频率和持续时间、发生的成本、安全隐患、损害的严重程度、设备类型、对附近客户的潜在影响、变电站的位置选址以及对服务质量的要求（IEEE，1994）。

是否要在新的变电站（或改造现有的变电站）安装二次围油设施通常取决于预先确定的标准。1992 年的 IEEE 调查处理表明，确定溢油防护和控制方案因素是必要的。按照表 8.1 的标准对调查对象进行评估时，认为有必要安装二次围油

设施。

1992 年的 IEEE 调查显示，对接近通航油域没有提供明确的限制。此外，提供了安装二次围油设施尺寸的选择：45～450m（150～1500ft）范围内。

对所有设备都提供二次围油设施的变电站几乎没有。表 8.2 列出了 1992 年 IEEE 调查结果，并确定提供了二次围油设施标准。

每个变电站都必须考虑自身的标准，以确定候选变电站的围油栏系统（新建的和改造的）。对位于环境敏感地区的变电站设备更换计划，需要考虑改造的时间变化。

**表 8.1　二次围油设施评价标准**

| 标准 | 满足这些标准的百分比（%） |
|---|---|
| 单个装置储油量 | 88 |
| 临近通航水域 | 86 |
| 变电站总储油量 | 62 |
| 地下油的潜在污染 | 61 |
| 站点的土壤特性 | 42 |
| 变电站位置（城市、农村、偏远地区） | 39 |
| 溢油的应急响应时间 | 30 |
| 设备的故障率 | 21 |
| 变电站或设备的运行时间 | 10 |

来源：IEEE，IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations，IEEE Std. 980 – 1994（R2001），1994

**表 8.2　二次围油设施标准**

| 设备 | 二次围油设施百分比（%） |
|---|---|
| 电力变压器 | 86 |
| 地上储油罐 | 77 |
| 站用变压器 | 44 |
| 油断路器 | 43 |
| 三相调节器 | 34 |
| 地下储油罐 | 28 |
| 并联电抗器 | 26 |
| 充油设备 | 22 |
| 充油电缆和终端站 | 22 |
| 单相调节器 | 19 |
| 油断路重合器 | 15 |

来源：IEEE，IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations，IEEE Std. 980 – 1994（R2001），1994.

## 8.2　围油栏的选择

围油栏的选择标准应该符合特定的变电站安装过程（IEEE，1994）。所需考虑的标准包括设备的运行历史数据、区域的环境敏感性、解决方案的成本效益比、适用的政府法规和公众的接受程度。

实施控制措施的预期成本必须与预期效益进行比较。由于政府对通航水域禁止排放溢油，因此即使控制成本再高也需要考虑。

在确定使用哪种防护系统或控制方法时，需要考虑经济方面的问题。考虑的因素如靠近航道距离、油的体积、溢油的响应时间等，可以在一些位置使用负面影响较小的控制方法。

由于环保法规的动态特性，本节介绍的一些方法可能与政府法规或司法管辖区的法规发生冲突，因此确定使用的防护系统或控制方法时必须包括对适用法律和法规的研究。

此外还需要考虑公众对于溢油事故防护和控制方法的接受程度。公司的政策、公众接受程度、客户关系等，都需要考虑在内，必须消除对相邻业主的负面影响，有必要的话可以提供一个示范性的经验。

## 8.3　溢油防护技术

在一个需要溢油防护系统的确定工程中，工程师必须权衡每个保油系统的优缺点。所选择的保油系统必须能够平衡系统的成本与对周围环境造成破坏风险的复杂度，因此防护措施也与以下因素有关：土壤、地形、临近的油道、排油的规模大小。在下列描述的每个系统中，都可以根据它们对需要考虑的设施的相对的优点来加以考虑。因此单一的系统并不总是对于所有情况和环境下都是最佳选择。

### 8.3.1　防护系统

该实用方案必须权衡每个保油系统在故障设施中存在的优点和缺点。

#### 8.3.1.1　围栏表面和底层土壤

所有电气设备围栏通常要求高于岩石、砂石路面 100～150mm（4～6in），如此设计可以提高相关电气设备的运行和维护性能，其好处有以下几点：提供适当的排油设施；降低在短路故障时跨步电压和接触电势；阻碍周围杂草的生长；改善围栏的工作条件；增强变电站的美学效果。除了这些优势之外，砂砾可以有助于消防控制，减少由于违反联邦和州环保法规而可能产生的溢油清理和处罚费用。

表面围栏并不是变电站内溢油防护的唯一方法，但它在主防护系统失效时，可以作为备用或应急装置。

电力设施下面的土壤通常由非均匀的物质组成，这些非均匀物质的变化与组合物、孔隙度、物理性质和深度等因素有关。

土壤及其渗透特性可以概括如表8.3。

**表8.3 土壤渗透特性**

| 渗透性/(cm/s) | 渗透度 | 土壤类型 |
|---|---|---|
| 大于 $10^{-1}$ | 高 | 石、碎石、粗砂到中砂 |
| $10^{-1}$ ~ $10^{-3}$ | 中 | 中粒砂到均匀砂、细砂 |
| $10^{-3}$ ~ $10^{-6}$ | 低 | 均匀砂、细砂、粉砂或砂质粘土 |
| 小于 $10^{-6}$ | 几乎不渗油 | 粉砂或砂质粘土 |

来源：IEEE, IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations, IEEE Std. 980 – 1994 (R2001), 1994.

#### 8.3.1.2 变电站沟渠

对整个变电站进行溢油控制的最简单方法之一，就是围绕整个变电站建造一条沟渠。该沟渠要有足够的尺寸，以容纳雨和绝缘油等所有的地表径流，并可以定期通过阀门对该沟渠中的液体进行排放。

#### 8.3.1.3 集油池

在集油池系统中，整个设计包括环绕被保护设备的收集孔、排油管（连接收集孔和排油沟）和一个油坑，有时被称作隔油单元和排油装置。图8.1（IEEE, 1994）提出了此类解决方案的一般概念。环绕在电气设备周围的收集孔内填满了碎石，收集孔足够深以便扑灭燃油。收集孔底部倾斜，以保持通往排油沟的管道排油通畅。收集孔用来处理所有变电站内最大设备的溢油。在收集单元中，为了保持整个系统的干燥，进气管到排油沟的位置必须至少保持在最大限度的油位。对受制于冰冻温度的区域，建议将油坑（分离器）包裹在混凝土或其他类似的装置中，以消除冰的膨胀所产生的影响。

#### 8.3.1.4 围油栏设备孔

将所有主要的变电站设备放置在围油栏设备孔上，可以防止溢油并将溢油归纳在变电站属性内，这是一种最可靠的方法，但其代价最昂贵。该溢油防护方法提供了一种永久性的围油栏装置，这些围栏孔会把溢油限制在相对较小的区域，大多数情况下可以大大降低清理成本。

与设备孔相关的最重要的问题之一，就是防止溢油泄漏到下面的土壤层。可以将衬垫或密封孔作为围油栏系统的一部分，用来保持任何延长时间周期的排油。在建造时，任何围油栏孔必须使用具有高抗渗特性的材料（大于 $10^{-3}$ cm/s）并密封，以防止溢油在土壤层和地下水中的迁移。这些表面可以密封或衬有下列物质：

1）塑料或橡胶——可购买各种厚度和尺寸的塑料或橡胶衬垫。由于施工和安装、设备、周围介质或石油产品化学腐蚀而产生机械损伤，因此建议选择抗机械损

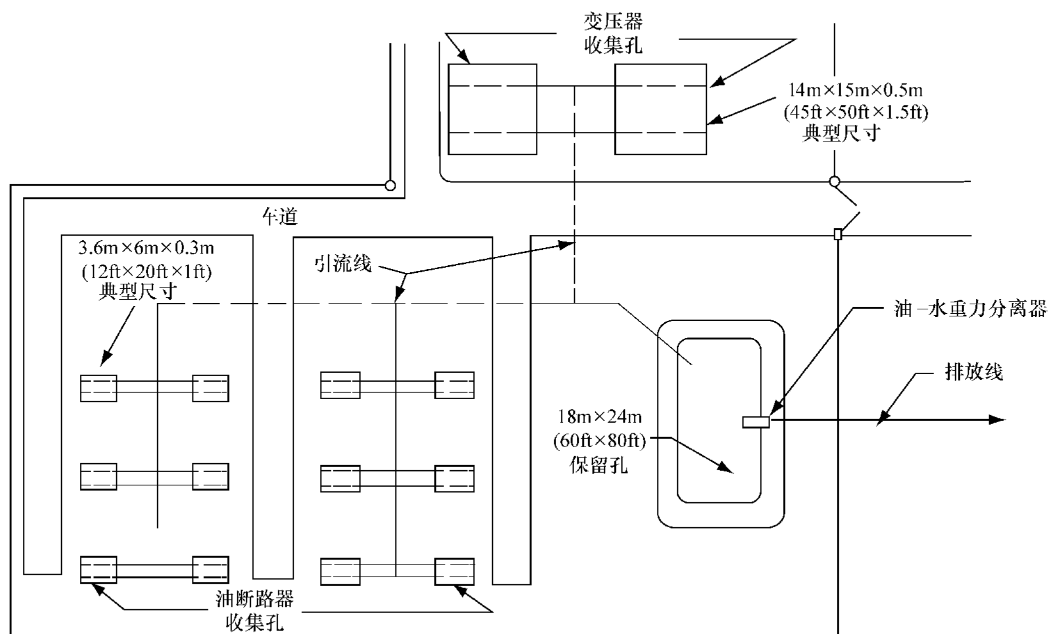



图 8.1　带有保留孔和收集孔的典型围油栏系统

伤的衬垫。

2）膨润土（粘土）——粘土和膨润土也可用于电子设施及围栏孔的密封。这些材料可以直接放置在 100～150mm（4～6in）处，也可以与现有的下层土壤混合得到渗透性小于 $10^{-3}$cm/s 的土壤。

3）喷涂玻璃纤维——喷涂玻璃纤维是目前的最昂贵的衬垫之一。但在某些情况下，由于所在区域环境的敏感性，则必须采用该种衬垫。这种材料提供了很好的机械强度性能和优良的润滑性能。

4）钢筋混凝土——200mm（7/8in）厚的钢筋混凝土也可以用作围栏孔衬垫。与其他类型的衬垫相比，这种材料有一个优势：在相关设施初始建造时，可以在现场直接使用。但混凝土也有一些缺点：在初始准备期间成本更昂贵，该材料不像其他类型材料容易可行。

除了上述所列材料可用作围油栏衬垫外，选择材料时必须要仔细考虑，应该选择那些与石油长期接触而不会溶解或变软的材料，如沥青。

**8.3.1.5　消防注意事项**

安装在露天收集孔（填充物没有石头）的充油设备，如果溢油发生火灾，也会影响到周围的相关设备（IEEE，1994）。发生重大火灾，设备可能会被摧毁。大多数电力企业通过采用主动或被动的消防系统或将油排到一个偏远的收集坑，来解决这个问题。主动系统包括泡沫或水喷雾雨淋系统。

在被动的消防方法中，收集孔填满了 19～37.5mm（0.75～1.5in）的清石（最多有5%在19mm筛孔通过是最有效的）。这种填石孔提供了一种灭火功能：一旦充油设备着火，就能将火苗扑灭。最重要的一点是，在确定填石孔或保留孔的尺寸时，最终的油位（假定一个总量）必须位于顶部标高石头以下约 300mm（12in）。

所有用来建造围栏孔的材料必须能够承受高温（油燃烧时不会融化）。如果围栏孔的任何一部分（如从壳到油底壳的排放管）熔化，石油将无法从燃烧设备中排走，而熔化的材料可能会给环境造成危害。

**8.3.1.6 体积要求**

在设计变电站的围油栏系统之前，必须要知道油的体积。由于变电站发生溢油事故的概率非常低，且泄漏概率也非常低，所以对变电站中的所有充油设备设计围油栏系统，通常设计过于复杂昂贵。在一般情况下，围油栏系统的大小应包含单个最大的充油设备的体积，再加上累积的水（如雨水、融化的雪、消防系统中的水等）。互连的两个或多个收集孔可以共享排放的油体积，这样可以减少对每一个单独收集孔的尺寸要求。

设备围栏孔通常超出储油罐边界的1.5～3m（5～10ft），以便更好地收集大部分溢油，且需要一个较大的收集孔来收集由于电弧而导致的油箱底部的所有溢油（如像弹孔一样大的洞）。然而这种低概率事件和经济考虑低概率支配 1.5～3m（5～10ft）的设计标准。对于所有收集的溢油来说，收集孔或防护堤在油箱和散热器之外必须延长7.5m（25ft）以上。

每个设备周围收集孔的体积必须足以容纳填充碎石或石头之间空隙中的溢油量。结果表明，对于标称尺寸为 19～50mm（0.75～2in）的碎石级别，收集孔体积的有效使用率为30%～40%之间。$1ft^3$ 或 $1m^3$ 碎石容纳油量的理论最大值由以下式给出：

$$\text{油体积(gal)}=\frac{\text{碎石的空隙体积(\%)}}{100\times 0.1337\text{ft}^3} \tag{8.1}$$

$$\text{油体积(L)}=\frac{\text{碎石的空隙体积(\%)}}{100\times 0.001\text{m}^3} \tag{8.2}$$

其中，$1\text{gal}=0.1337\text{ft}^3$，$1\text{L}=0.001\text{m}^3=1\text{dm}^3$。

如果收集孔不能够自动排出雨水，那么额外的雨量必将沉积。所需的额外空间取决于该区域的降水和设备定期检查的频率。通常建议收集孔有足够的空间来容纳这段时间的降雨量再加上20%的安全余量。

可以根据当地的天气记录情况来预计雨雪的累积量。当确定短期积水的最大量（设计目的）时，可以考虑最严重的情况，即一场严重的暴雨。一份1992的IEEE调查报告数据显示，暴雨事件的设计标准在短时间（1～24h）内的降雨量为50～200mm（2～8in）。一般来说，可以接受的设计标准的前提是暴雨为25年一遇的

事件。

必须根据不同的坡度对收集孔附近的区域进行分级，以避免下雨时雨水灌入孔内。

#### 8.3.1.7　典型设备围栏解决方案

图 8.2 所示为收集孔的一种安装方法（可以将设备的一部分安装在地下）。在大雨或自动操作期间可以对集污泵进行手动操作。当自动操作优先时，可以通过操作油传感器或所有主要设备提供的具有油位限位的开关（从设备供应商提供的选项）来确保油不送往孔内泵。这些限位开关位于设备最低油位的下方，当油面下降到该点时，这些限位开关都会打开。

与上述同类的典型孔或防护堤如图 8.3 所示。虽然需要维护，但建造也相对容易，因为其位于新建和现有的电力设施设备安装之后。

通过设备的地形和布局或自动执行由使用设备的油位开关和直流操作阀或贮槽泵，这些孔可以通过手动操作阀门或泵被排空。

另一种收集孔的施工方法如图 8.4 所示，变压器周围安装了由纯混凝土构造的围栏孔。贮槽和控制面板对油泵（位于沉淀器内部）可见，位于上述围栏孔外面。地下管道为两个相邻的围栏和沉淀器提供了连接，且围栏中装满淬火石。

### 8.3.2　排放控制系统

适当有效的站排水系统是任何围油栏设计的重要组成部分（IEEE，1994）。排水沟、洼地、涵洞、集水池等为保证水分流出以远离变电站提供了保障。此外，汇集在各种电气设备的收集孔或贮槽或滞留坑中的液体必须要排放出去，这些液体主要由水（雨水、融化的雪或冰、水喷淋系统排放的水等）组成。只有在设备排放的情况下，油才可能出现。一般的做法是提供围油栏系统，将积水排放至变电站的排水系统或变电站外的排放控制系统。

下面描述的这些系统可以提供将围油栏系统内的积水释放的方法，同时便于后期的清理工作、阻止溢油的流动。任何积水都必须尽快释放，以确保整个围油栏系统的容量可用于溢油事件中的溢油量。在环境温度很高的地方，利用蒸发可以消除大部分积水，但该系统仍然应该用于处理最坏情况下的事件。

#### 8.3.2.1　油 – 水分离器系统

油 – 水分离器系统依赖于油和水密度的差异特性（IEEE，1994），即油会自然地浮在水面上，而水作为一种屏障，可以阻挡油的排放。

油 – 水分离器系统在有水的条件下才能有效地运行，即使在有油的情况下水也可以继续流动。在某些湍流状态下水中可能含有乳化油，从而导致少量的油通过油水分离器系统。

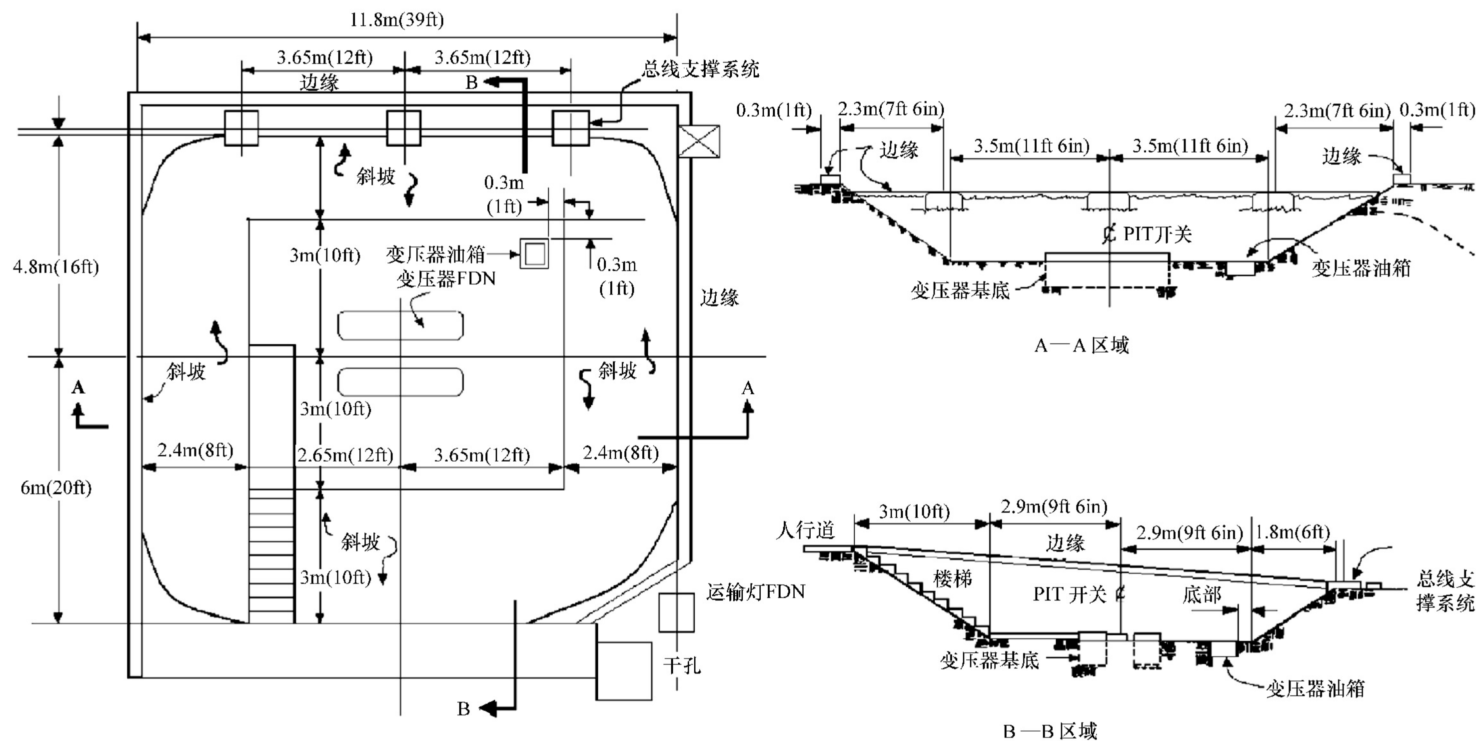



图 8.2 典型地下收集孔结构

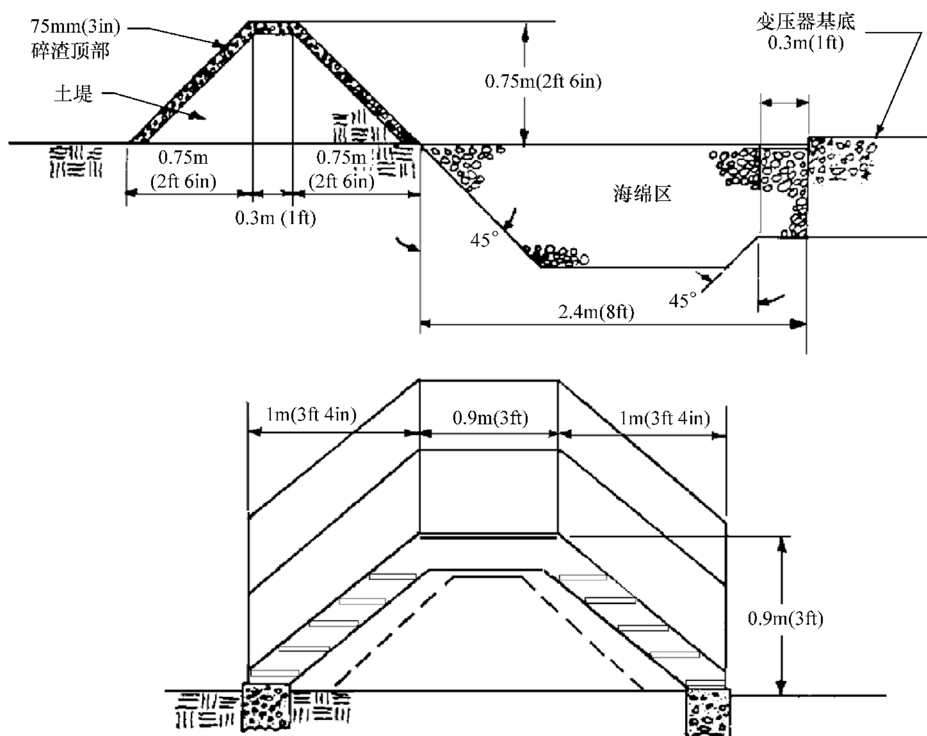



图 8.3　典型地上护堤/凹槽

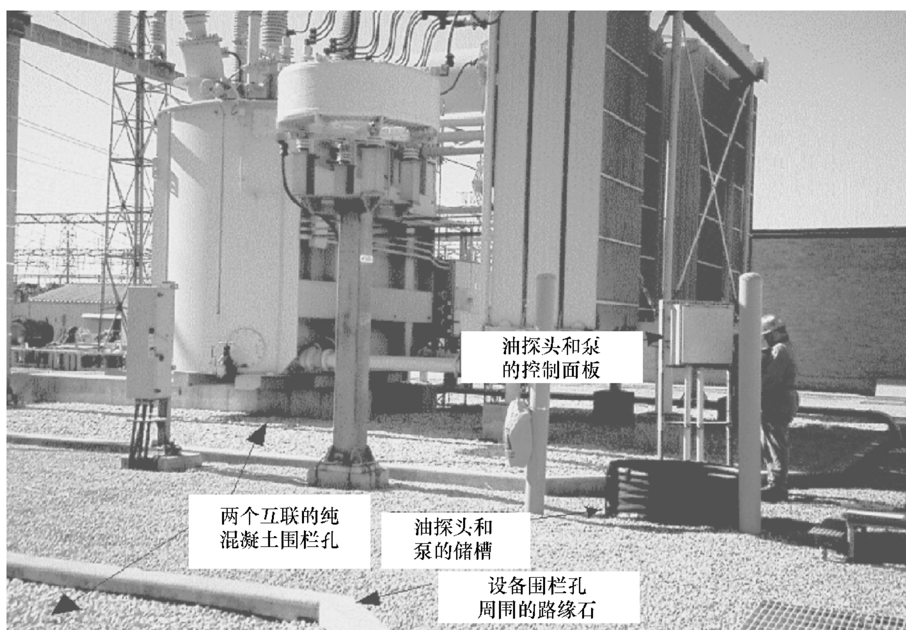



图 8.4　纯混凝土围栏孔

图8.5（IEEE，1994）详细阐述了油－水重力分离器的结构，主要是让水从收集孔或滞留坑中排出，同时保持排油。

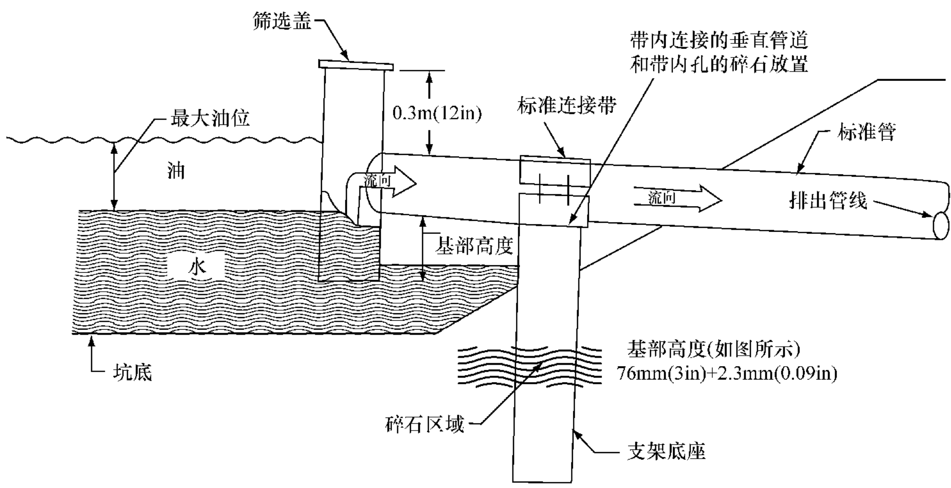



图8.5　油－水分重力分离器

注：该分离器的使用仅局限于气候不会致使水冷冻的地区。

图8.6（IEEE，1994）所示为另一种类型的油－水分离器。该分离器有一个混凝土制的外壳，安装在收集孔或保留坑的内部，并通过底部的一个开口连接。该外壳也与变电站的排水系统相连，外壳中堰面混凝土顶部的标高一般要略高于收集孔内排油的最大标高，这样收集孔内的液体水平就会维持在淬火石之下。在大量水累积的过程中，液体会流到堰面顶部的变电站排水系统中，堰面中有一个通常关闭的阀门，当收集孔和外壳中的液体水平在堰面顶部之下时，使用手动操作阀门可以控制液体的排放。

图8.7（IEEE，1994）所示为集油式油－水分离器的典型细节部分。在该系统

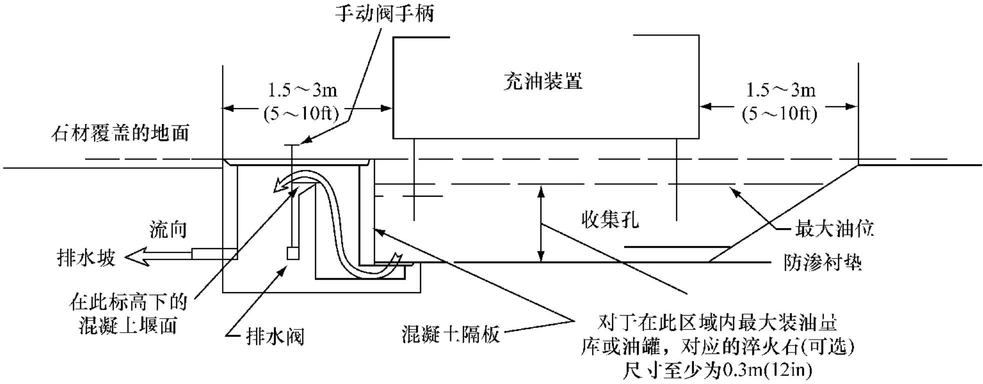



图8.6　带有油－水分离器的设备围栏

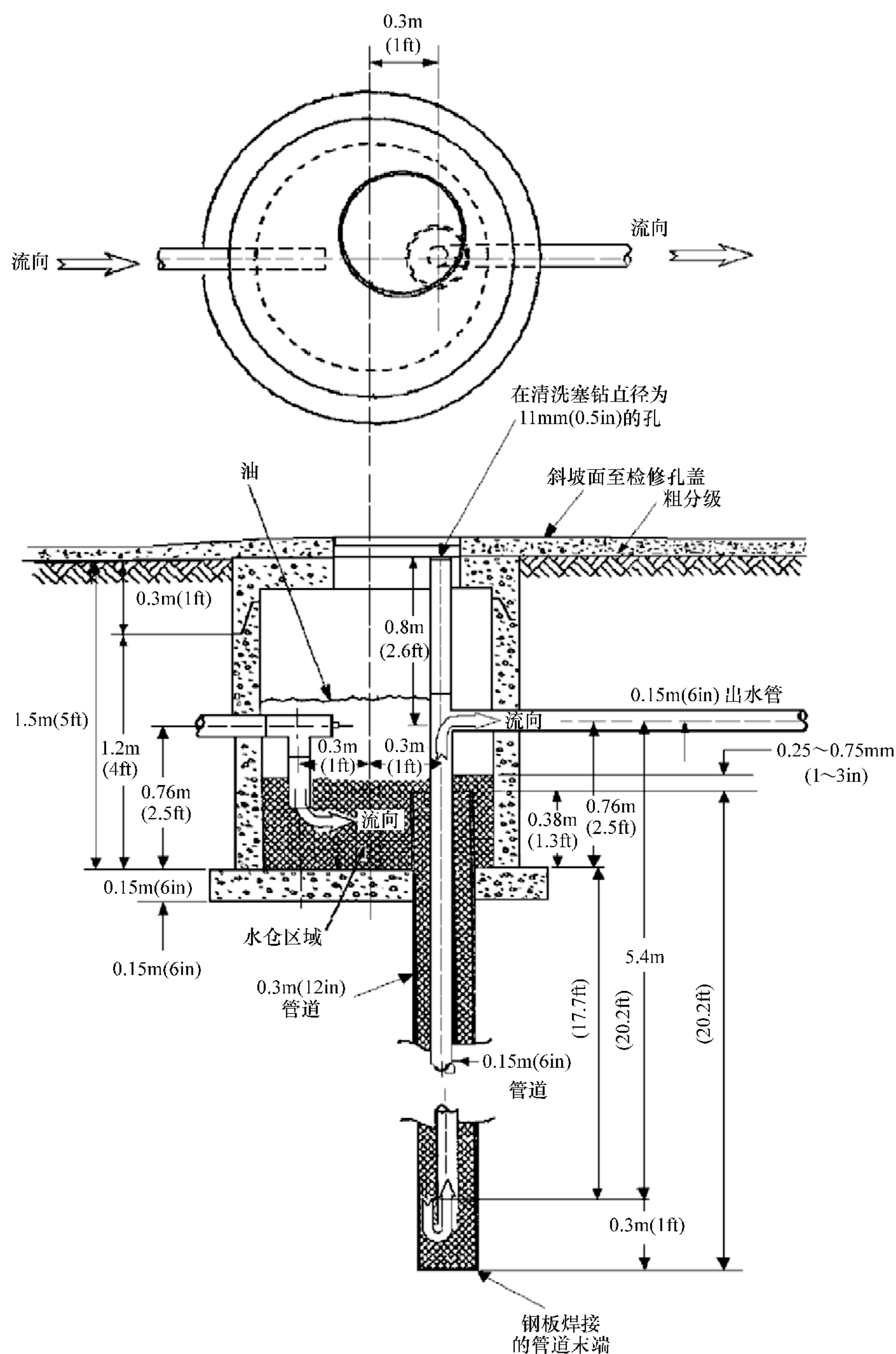



图 8.7 集油式油－水分离器。从实际的角度来看为确保疏水阀结构的正常运行，最低水位应保持在不低于中间深度 0.3m（12in）直径的钢管。最低水位约在穿过检修孔底部钢管顶部之上的 25～75mm（1～3in）

中油将保持在水的顶部而不是必要的压力，以达到内部垂直管道的底部。为了使这个系统能够正常运行，集油器检修口处的水位要不低于进口高程的0.6m（2ft），以确保有足够的水以便在内部垂直管道开发液压头，从而防止任何现场油的排出。重要的是，要注意内部垂直管应向下延伸至水－油界面扩散程度充分，以确保油不能通过向上的内部管道排出。同样，内部管道必须延伸至高于检修口处的计算油面高度，以确保油不能通过排气塞引流到向下的内部管道中。顶部塞子排气的原因是为了维持垂直管道内的气压在一定水平，从而防止出现虹吸效应。

**8.3.2.2　流阻系统**

下面描述的是两个油流阻系统，它不需要水就可以有效地运行（IEEE，1994）。该系统可以检测油的存在，并通过排放系统阻止所有液体（油和水）的流动。其性能最好且在对油的检测并阻断油的流动方面是最有效的。其设计复杂，需要更多的维护以确保其持续的有效性。

图8.8所示为安装在检修孔内的油截止阀。该阀只有一个活动部件：设置在油和水比重之间的压载浮。当油位到达检修孔时，随着油量的增加，截止阀内的压载浮就会失去浮力并下沉，直到它位于该阀门的排放口，阻挡油的进一步排放。当检修孔内的油位下降时，压载浮会自动上升并从检修孔处排水。某些油截止阀的阀门底部还会有一个泄水孔，当油排放完后压载浮就可以重新释放。如果油位在倒置的排放管之上，油就会排放出来。

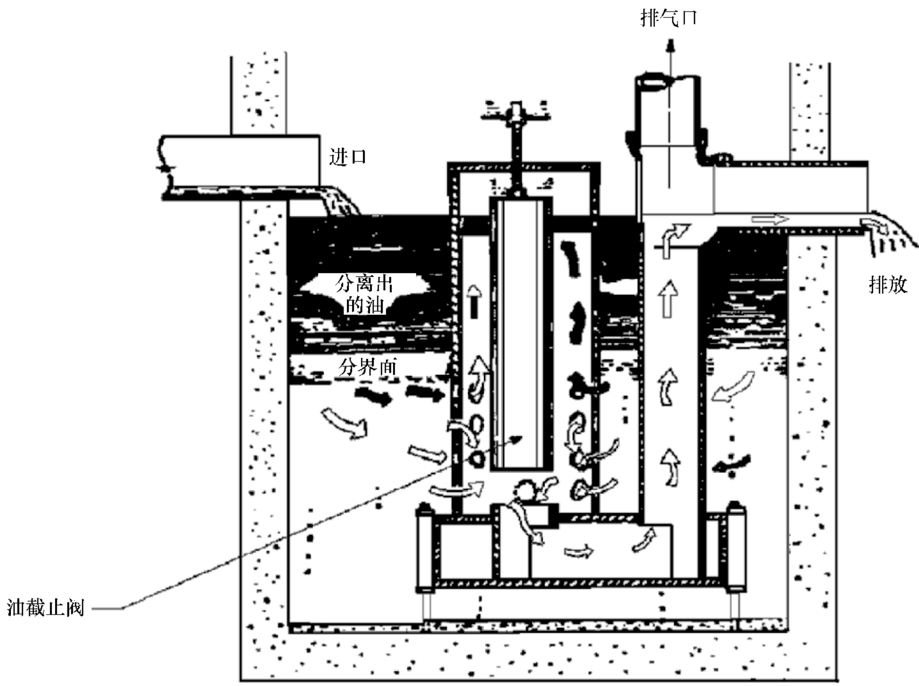



图8.8　安装在检修孔内的油截止阀

图 8.9 所示为排放控制系统，由安装在水仓中的油检测装置和泵组成，并与围油栏系统的收集孔或滞留坑相连接。油检测装置可以使用不同的方法对油进行检测（如电容探头、浊度仪、荧光测量仪）。根据油和水明显的电容差，结合以液位变化为原理的逻辑开关，并根据所示的电容探头就能够检测到水表面上油的存在。当水－油分离层达到水仓中预先设定的高度时，污油泵就停止运转。变压器的低油位或气体保护也可以加入到污油泵的控制结构图中，以便在大型溢油事故中提高系统的可靠性。

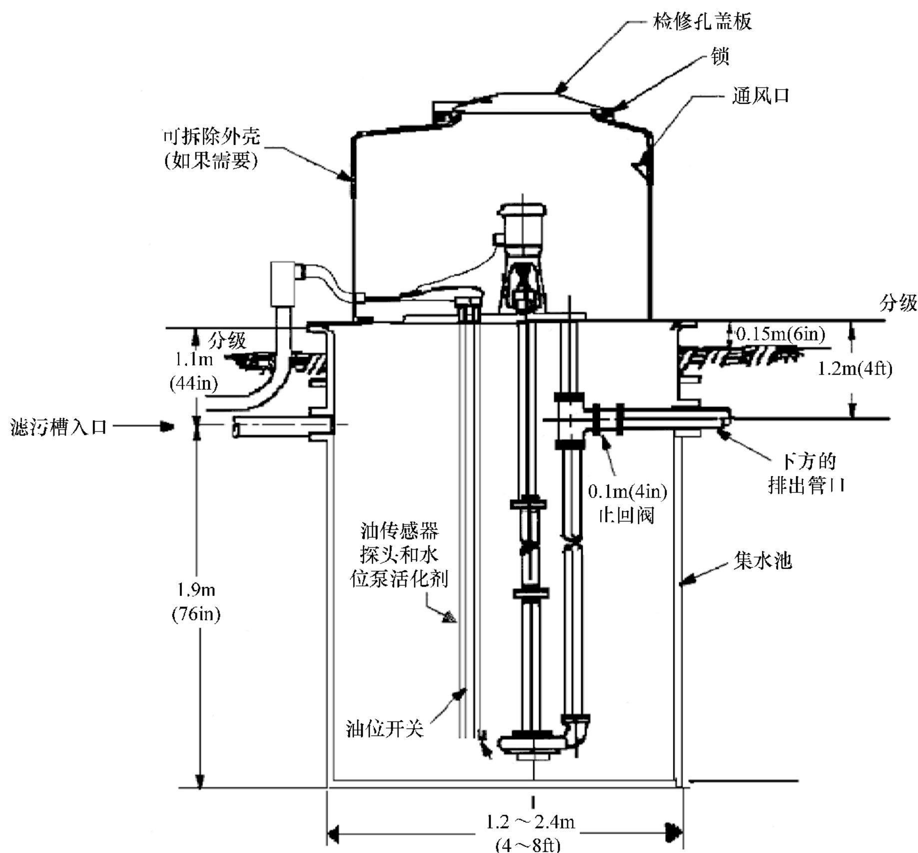



图 8.9 带油传感器探头的排污系统

某些围油栏系统有与滞留坑或油罐相连的收集坑，它与变电站的排水系统并无连接。在这些系统中，积累液体的排放需要使用固定安装的或便携式的污油泵。如果污油泵的探头受到污染，可能会停止正常运行，此时需要操作人员手动启动这些泵，系统才能正常运行。该系统需要进行定期的检查，以确定其积水量。在泵送液体之前，需要检查泵出的液体是否受到污染。

## 8.4 警报与监控

在溢油事件中，当务之急是清理工作，尽快阻止油类排放或实施减少排油量达到通航水域油量的措施（IEEE，1994）。因此，需要安装一个早期的检测系统，用于警示漏油事故的负责人员。对于从变电站排放出的液体（累积水），某些政府法规要求要对其进行监测或排放许可。

最有效的警报是围栏系统中被油触发的警报。在充油设备中可以使用低油位水平指标，当变压器溢油达到3% ~6%时警报被触发。在时间紧急的情况下，可以考虑使用快速响应的报警操作，例如使用连接到变压器的气体压力突变继电器。联锁装置作为自动泵或阀控制的备用，也必须要考虑在内。

警报一般通过监控设备或远程报警系统发送，以识别发生的特定问题，然后通知相应的人员，以便确定是否发生溢油事件并实施SPCC应急计划。

## 参考文献

*Design Guide for Oil Spill Prevention and Control at Substations*, U.S. Department of Agriculture, Rural Electrification Administration Bulletin 65-3, January, 1981.

*IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations*, IEEE Std. 980-1994 (R2001).

# 第 9 章　社区变电站


9.1　社区可接受度 ························ 175
9.2　规划策略及设计 ······················ 176
选址和准备 · 美学 · 电磁场 · 安全 · 批准过程
9.3　建设 ································· 185
选址准备 · 噪声 · 安全 · 工地管理 · 危险材料
9.4　运行 ································· 186
工地管理 · 防火 · 危险材料
9.5　专业术语 ···························· 188
参考文献 ································· 188



James H. Sosinski（已退休）
Consumers Energy


## 9.1　社区可接受度

社区可接受度一般包括变电站的规划、设计以及变电站的运行维护。在某地新建变电站，需要考虑给当地社区居民带来的噪声污染。新建变电站或扩展原有的电气设施时，需要重新考虑社区居民的可接受程度。在开工建设之前，需要经过一系列政府的审批。

评判社区的可接受度，要考虑以下内容：

1）噪声；

2）预选地址；

3）美感；

4）防火；

5）饮用水和污水；

6）危险材料；

7）电磁场；

8）安全。

本章讲述的社区因素是对 IEEE 1127 – 1998 标准的一个概述。

## 9.2 规划策略及设计

对于一个成功的变电站设计、建设和运行，规划是必不可少的步骤。对于变电站选址，要考虑到是否靠近湿地、敏感区域或污染区域等，美学因素、附近居民可接受的噪声程度以及电磁场（EMF）都会影响到居民的可接受程度。公众对实际问题的认识程度和态度，会影响工程审批是否能通过。

上述问题需要对公众和政府官员解释清楚。如公众不能接受，则原定的计划可能会被延迟，甚至工程全部停止。

### 9.2.1 选址和准备

变电站选址（尤其对于新建的变电站）过程中，任何与变电站有关的因素都对最后决策有关键影响。尽管变电站选址是由负荷增长率决定的，但最终的决策要考虑到社会满意度，解决潜在社会可接受度这一问题。如果有必要的话，公众应主动参与进来。最好的变电站选址，需要考虑到以下因素，但不限于此范围内：

1）社区的态度和认知度；

2）附近的湿地和饮用水，以及对环境敏感区域；

3）污染区域（明显的或潜在的）；

4）商业、工业、附近居民，包括机场；

5）允许要求和法令；

6）变电站布局（包括未来扩展）和噪声源的布局；

7）电磁场的强度；

8）建设阶段的可行性和清场需求；

9）水及下水道的需求；

10）排水模式及管理；

11）对广播电视及其他的通信设施的潜在影响；

12）对具有生态性、历史性、文化性的建筑的干扰；

13）地下服务；

14）可行性；

15）美感。

#### 9.2.1.1 湿地

若变电站选址在湿地附近，则所作的规划应该包括以下内容：

1）土地使用规划；

2）土地等级和轮廓；

3）湿地边界和侵占的河道；

4）易发洪水的区域、垂直距离、接近地下水；

5）现存的野外习惯和迁徙模式。

该规划应该能够描述选址对该区域的影响，以及需要采取什么样的控制措施，其中包括对地下水的保护。

**9.2.1.2　污染区域**

在变电站区域内进行钻孔，会带来额外的污染物。

如果在某个地方建了变电站之后，该地可能就不能再用，或者需要花费额外的资金修复之后才能使用。其中一些污染物质如下：

1）多氯联苯（PCBs）；

2）石棉；

3）重金属；

4）杀虫剂和除草剂；

5）放射性物质；

6）二噁英；

7）石油。

政府对这类变电站实行的导则，可用来判定现有的变电站质量是否合格。

在选址时，要考虑到治理污染物所花费的成本。如果需要清理污染物，那么在批准使用另一个地方之前，要考虑到现有的政府导则能否约束土地使用者或所有者承担起治理污染物的责任。如果已经开始清理工作，所有的政府导则和相关的程序都应实施。

**9.2.1.3　饮用水和污水**

变电站中可能需要饮用水和污水的分离设备，水源采自市政或国有水企业，或私营企业。污水来自于市政服务、化粪池系统、或是便携式厕所中。使用化粪池，必须要符合所有的联邦法律和安装地点的要求。

## 9.2.2　美学

美学在新建变电站能否为社区居民所接受，扮演了一个很重要的角色。选址地点应该符合现在及将来居民的预期。

居民对选址的可接受度受以下因素影响：

1）与现有和将来土地使用的兼容性；

2）周围地区的建筑风格；

3）对当地风景的影响；

4）有效兼顾缓冲区域间的风景与安全度；

5）与社区的和谐度。

另外，所选的地点应足够大，以满足应急移动和未来发展扩张的需要。

**9.2.2.1　可视化仿真**

通常意义上讲，选址应该像色彩素描、绘画、拍照那样尽可能地准确真实。近

些年来，虽然传统技术仍在使用，但2D和3D图像技术却已成为主流，可以将其用来写实、建模、动画模拟及预测未来的发展。

具有多重可视化功能的新设备明显提高了绘制图像的准确度和速度。这有利于在决策阶段尽早作出调整，既可以避免浪费成本，又避免拖延时间。

IEEE中存在包含几百张在美学设计方面的幻灯片库。该库涵盖了风景、装饰墙、绘画和备选地点，已经被世界范围内的各行各业所采用，以确保社区居民接受及环境的兼容性。

#### 9.2.2.2 风景和地形

风景：在存在缓冲空间的地方，风景因素必须要考虑进去。在没有什么风景可言的地方，在建筑特性中就需考虑植被的因素，以软化视觉效果。

所有的植被都应是当地的，并具有良好的兼容特性，且所需的维护费用尽可能低。靠近墙或篱笆的地方，不应当作为变电站场地或用来布置防止人或动物误入的安全设施。

地形：不管是自然形成的还是人造的地形，在选址问题中是要考虑的最重要因素之一。

把地形当作真实的屏幕，这或许有点高看地形的作用了。地形是基本不变的，可视化屏幕可以展现出现场作业的情况。地形与变电站附近的草地、灌木等联系起来，可有效保护变电站附近的居民不受影响。

篱笆和墙：全国用电安全规程（[NESC][认证标准委员会C2－2007]）要求用篱笆、屏幕、各个分区禁止闲人进入变电站。

链环篱笆：这种类型的篱笆最不容易坏，并且成本最省。链环篱笆通常是镀锌的，或涂成深色，或用乙烯基作保护层，常安装在木板或塑料板下面。采用这种类型篱笆之前，要考虑其维护和安装是否方便。

木质篱笆：这种类型的篱笆应该采用耐腐烂、耐压的木头，自然色，耐污。这种类型的篱笆较有优势。采用木质篱笆需谨慎，因为木质材料通常比金属、砖石等材料容易损坏。

墙：尽管金属和混凝土墙的成本比链环篱笆和木质篱笆都要高，但其具备更好的审美价值。砖和混凝土可用以固体墙，但是这些材料所需花费更多，常用于要考虑与附近建筑的兼容性的场合。墙体可降低噪声，但容易被涂鸦。在考虑选用哪种类型的墙或篱笆时，所有的因素都要考虑在内。

#### 9.2.2.3 颜色

当变电站不能很好地与当地社区协调时，颜色可在视觉效果上起到一定的作用。

地平线之上，颜色的作用通常是消除明亮金属表面的反射光。因为太阳光的方向和天空的颜色背景都是变化的，所以没有哪一种颜色可以在太阳光变化的情况下，软化变电站的视觉效果。地平线以下，颜色具有美学效果。采用土色调或消色

色调的单调色，可以掩盖钢结构或链条篱笆金属表面的光泽，减少与周围环境不协调的视觉冲击。比如，颜色应该在色调上变化较少，而在颜色饱和度上变化较大，这样具有更好的效果。颜色和屏幕通常可以协同使用。第二种技术是使用颜色直接吸引装饰墙或外壳等的视觉注意力。在这种情形下，明亮度是可以保证的，但饱和度和对比度不应过高。第三种技术是直接使用具有明亮颜色的设备。

**9.2.2.4　光线**

可以采用与周围风景相协调、装饰篱笆以及采用多种颜色等方法使变电站具有良好的视觉效果，也可以采用某些光线，在晚上突出某些特殊部分。虽然整晚不断的光线可以起到加强变电站安全的作用，但也要考虑到周围居民的感受。

**9.2.2.5　结构**

当建筑物结构延伸到地平线以上时，美学结构设计就显得尤为重要。地平线轮廓通常在比地面高 6 ~ 10m 的范围内。输电线通常是最高的，也是最明显的。地下线对变电站的地平线轮廓的影响最大。当看不到地下线时，就应采用不太引人注目的变电站设计。通常，不太引人注目的结构，要比附近树的高度低一点。

对结构设计进行修饰，虽然会产生额外的成本但能起到增强视觉效果的作用。以下设计理念可以起到上述效果：

1）采用管状结构；

2）较高的装置在外形上不可见；

3）在地平线区域没有连接处；

4）对不太重要的外形，减少考虑的因素；

5）除了管道，都采用连接片；

6）在转角处使用角撑板；

7）悬臂末端做细一点；

8）连在一起的管道同长；

9）对角线连线的角度大约为 60°；

10）使用较短的连接片；

11）只在 H 部分轮缘才使用搭接拼接板。

**9.2.2.6　外壳**

在城市变电站中，要使用电缆作为馈线。钢带铠甲质地坚硬，需要在社区居民处隐藏起来。

在郊区成本较低的变电站设计中，可使用架空线。延时和控制设备，电池和电力开关都需要外壳。该外壳应采用美学设计，外壳的外观（尺寸、颜色、材料、形状）也可按照与周围建筑物相协调的方式来设计。

变电站中采用工业用途的金属外壳是比较经济的，采用混凝土结构则更加普遍。经常采用的是砖、建筑金属管道和预制混凝土等。

变电站设备外壳通常与周围建筑相适应。考虑到社区居民的可接受度，外壳的

设计、审批等都应与当地风俗相协调。

#### 9.2.2.7 总线设计

变电站可全部或部分采用地上或地下外壳。然而，其成本较高，因有防火和散热功能，所以其复杂度也随之增加。以下讨论地面上的变电站。

绝缘变电站：母线和与之相关的变电站设备暴露在地上直接可见。户外母线可能是多层的，且在同一个水平面上展开。金属或木材料的结构或绝缘子支撑该母线。为了使母线铺线不过于暴露，采用美学理论将其埋于墙体或外壳中。架空输电线的终端结构较高，想隐藏起来较难。在气候干燥的地域，这种母线可埋在地下。

隔离开关：采用金属外壳或金属层将母线和与之相关的设备都放于其中，这是一种配电电压等级设计类型。这种设计具有较好的美学接受度。

气体绝缘变电站（GIS）：采用 $SF_6$ 或其他类型的气体作为绝缘气体，将母线和与之相关的设备放在管状的外壳中。这不仅可以减少高电压等级下的空间距离，还可安装在地下。在空间条件有限的情况下，采用 GIS 是一个比较经济的选择，尤其是在变电站建筑物可用来放变电站设备的场合（详细见 IEEE Std. C37.123–1996）。

电缆母线：在变电站中，可能会使用较短的架空线或地下电缆，尽管这种使用场合一般只在配电网络中（比如，馈线出线或变压器与隔离开关之间的连接），但在更高的电压等级下，地下电缆也可用来解决特定的连接问题。

噪声：可听到的噪声，尤其是持续的辐射离散音（比如，从电力变压器中发出的声音）是附近居民接受不了的。社区导则中规定，社区可接受的噪声水平应按照政府规定或社区本身的规定来执行。在需要考虑噪声的场合中，就需要采用相应的措施或通过计算机仿真，来预测变电站给居民带来的影响。在变电站选址时，噪声减低措施所花费的成本（低噪声设备、墙体、噪声限制技术等）是不可忽略的部分。

噪声通过空气或固体物，以波的形式传播。在大多数情况下，可采取措施限制噪声在空气中的传播。但也有报道称，通过固体物传播的噪声较难消除，所以最好的办法就是将此物体隔离。

#### 9.2.2.8 噪声源

持续可听到的噪声源：最引人注意的噪声源，是在变电站正常的运行条件下，产生的辐射离散音。这种类型的噪声最初是由变压器产生的。调压变压器、反应堆、应急发生器等，也是噪声源。这种类型的噪声可根据政府规定来加以控制。变电站中可听到的噪声源是来自特高压（EHV）变电站的母线和导体上发生电晕时产生的。

连续的射频源（RF）：另一种可在正常运行条件下产生的连续噪声是 RF 噪声。这些发射信号的带宽较足，能对变电站附近的广播电视信号产生干扰。一般来说，令人反感的 RF 噪声是由火花或电晕产生的。

脉冲源：虽然 RF 噪声对变电站附近居民的干扰最大，但脉冲噪声最有意义的价值在于其表明变电站在正常运行。操作运行会产生脉冲源和 RF 噪声，不同的电压等级、负荷和运行速度，产生的噪声大小也不同。断路器操作会产生噪声，尤其是压缩空气断路器。

#### 9.2.2.9　典型噪声水平

设备噪声水平：设备噪声水平可以从制造商、设备招标文件或者测试结果中获得。一台电力变压器的噪声水平是高压绕组的容量 MVA 和电动力 BIL 的函数，这类变压器的噪声水平在 60～80dBA 之间。

变压器噪声会因设备型号、电压和设计的不同，以不同的速率传播。除了在具有较少缓冲带的城市区域和变压器容量低于 10MVA 的变电站中，很少有附近居民反映噪声的问题。居民对噪声抱怨更多集中在变电站中有 20～150MVA 变压器的场合，且在 170～200m（500～600ft）之内。然而，在非常安静的乡村地区，噪声水平在 20～25dBA 之间时，变压器所发出的噪声可以在 305m（1000ft）甚至更远处都能听到。在城市中，变电站电压等级在 345kV 及以上时，很少会出现附近居民对噪声的抱怨，因为这时变压器多安装在空间开阔的地方。

可听到噪声传播的距离：不同的声源，有不同的特性，传播的距离也不一样。点声源在各个方向等量辐射，每经过双倍的距离，音量降低 6dB。圆柱形的声源更能进行远距离的传播，每经过双倍的距离，音量降低 3dB。表面平坦的声源可以产生音量差异很小的声波。除了距离因素，音量将不会发生衰减。设计者在考虑距离因素的同时，必须考虑不同的声源特性。

根据观测点位置和距离的不同，变压器中可包含各种声源。由于变压器高度、宽度和配置的不同，声波以复杂的方式有方向地进行传播。变压器附近的区域，声波可通过叶片传播，故衰减量很小。如果变压器的高度（$H$）和宽度（$W$）已知，变压器附近的声波强度也就确定了。

离变压器较远处，和从声源处发出的方式类似，声波会有一定的衰减。衰减速率大约每经过双倍的距离，音量减少 6dB。另外，如果另一台变压器发出的噪声和之前的噪声（比如 75dBA）相叠加，那么总的强度为 78dBA，仅增加了 3dBA，这是由于声源叠加的对数效应。

#### 9.2.2.10　政府规定

政府规定了声音的排放标准，但不同的地区有所差异。城市、城镇以及其他的城乡结合部（地区之间的缓冲带）都可制定这种限制声音排放的标准。工业中对变电站噪声的限制标准为：

1）工业区域 <75dBA；

2）商业区域 <65dBA；

3）居民区域 <55dBA。

另外，也规定了音量的增加量不超过 10dB。其他的规定包括对倍频带，设定

了特殊的标准。

#### 9.2.2.11 噪声限制措施

有很多影响因素可以反映噪声问题，其中最密切相关的是人口比例。因此，噪声限制措施应根据时间和地点有所不同。

降低变压器噪声水平：由于变压器、调压器和发生器是变电站中主要的声音辐射源，所以在设计设备时，需要严格考虑噪声因素，比制造商标准高的要求可以显著降低噪声。

在较严格的案例中，设计的噪声水平要比制造商的标准高出20dB，但通常成本会增加很多。此外，设计时要考虑到变压器损耗因素也会影响到噪声水平。损耗更低的变压器一般来说更加安静。

低脉冲噪声设备：户外开关设备是最主要的脉冲噪声源。在有条件的情况下，采用隔离开关和真空断路器是最有效的控制脉冲噪声的方法。在变压器和线路开关中采用带真空瓶的电开关，可以显著降低脉冲噪声强度。

RF噪声和电晕包括可听见噪声的控制：持续辐射的RF噪声和电晕产生的噪声都可以通过使用相关的硬件、改变导体的形状来避免。带有转角的导体已经成功用于138kV电网中，如果导体末端的转角是圆形的，且螺栓尽可能地短，那么就不会出现电晕现象。

管状的导体一般用在更高的电压等级中。若导体具有明显的边缘、冗长的螺栓、末端突兀，则会产生较强的RF噪声。导体的直径对电晕的产生也有显著的影响，尤其是在天气潮湿时。增加单个均压环的尺寸或导体直径可能并不会解决该问题，在某些场合下，使用多个直径更小的均压环效果会更好。

选址：在一个对噪声较敏感的区域新建变电站时，选址至关重要。此外，地点选在工业区域或靠近飞机场、高速公路和商业区域等地方时，可降低噪声对居民的干扰。

空间较大区域：噪声随距离的不同而不同。控制所有类型噪声的有效方法是在变电站附近的地方多设置空间。

设备安装：安装地点选定之后，设备的安装也会对噪声的降低产生作用。另外，安装时的适当规定，也可降低噪声的影响。

隔离墙：如果没有足够的空间来减弱噪声的能量，就应采用一些额外的部件。这些部件包括墙体、消声面板、导流板等。另外，安装土护堤也很有效。这些措施可使声音发生发射偏转，尤其是对公众影响较大的持续辐射源。树叶虽然有潜在的美学效果和心理作用，但对降低噪声并不很有效。

适当建设一些降低噪声的障碍物，可以起到一定的作用。可以有效降低噪声的障碍物包括以下要素：

1）传播过程中使声音衰减；

2）在障碍物附近能发生衍射；

3）存在驻波；

4）障碍物表面有一定的吸收功能。

对墙体障碍物的详细分析，请参考 IEEE std. 1127 – 1998。

积极的噪声控制措施：另一种降低变压器噪声的方法是采用积极的噪声控制方法，利用先进的数字控制技术，来消除声源处不想要的噪声。该系统可将声音调至特定的频率或带宽，以实现噪声降低 20dB 左右。

### 9.2.3 电磁场（IEEE std. 644 – 1994）

变电站会产生电磁场。在变电站中，电磁场最强的地方是变电站的输电进出线和配电进出线。围墙内的电气设备发出的电磁场，随着距离的增大迅速减小，在变电站围墙之外相对较小的距离内，电磁场就已经很低了。

对于公众比较关心的 EMF 水平，不管是真实的还是感知上的，按照政府的规定，变电站设计者会考虑采取相应的措施来降低 EMF 水平，以保证提供可靠安全的电力服务。

#### 9.2.3.1 变电站中的电磁场源

变电站中典型的电磁场源包括以下部分：

1）变电站中的输电进出线和配电进出线；

2）母线；

3）变压器；

4）空心电抗器；

5）隔离开关和电缆；

6）导体；

7）电开关；

8）接地网；

9）电容器；

10）电池充电器；

11）计算机。

#### 9.2.3.2 电场

通常电压的导体中会产生电场。电场的存在不依赖电流，而磁场是电压的函数，且离磁场源越远，磁场越弱。电场强度的单位是 V/m，用得更广泛的单位为 kV/m。电场很容易通过树、篱笆、围墙等物体进行屏蔽（电场强度降低）。在变电站中，由于接地钢结构的集肤效应，电磁场差异很大。

尽管高压设备附近的磁场水平可以达到大约 13kV/m，比如在 500kV 断路器附近，朝篱笆的方向，电场强度明显降低。大约在离篱笆最近的 500kV 导体 6.4m 远处（参看 NESC），电场强度大约为 0kV/m。如果进线和出线位于地下，则篱笆处的电场强度可忽略不计。

#### 9.2.3.3 磁场

通以电流的导体中会产生磁场，且不依赖于电压而存在。磁场随距离的增大而减小，但不易屏蔽。不同于电场，土壤和大多数金属对磁场没有丝毫的屏蔽作用。

磁场的单位为 $Wb/m^2$（T），或 Mx（麦克斯韦）$/cm^2$（Gs）。$1Gs = 10^{-4}T$。用得比较广泛的是毫高斯（$10^{-3}G$）。

影响磁场的因素包括以下部分：

1）电流幅值；

2）相间距；

3）母线高度；

4）三相配置；

5）离发生源的距离；

6）三相不平衡（幅值和相角）。

磁场离发生源越远，强度越小。该变化率为距离 $r$ 的反函数，与发生源的类型无关。对于像发动机、发生器之类的点源来说，函数为 $1/r^2$；对于像中性线、接地线等单相发生源来说，函数为 $1/r$。除了距离，导体相间距和相间平衡对磁场也有很大的影响，因为它们控制着磁场的变化速率。

有时可以通过专门的外壳来屏蔽磁场。目前这些屏蔽技术在电力系统中的应用范围还较小，这是由于其成本较高，且实际中的设计难度也较大。

### 9.2.4 安全

#### 9.2.4.1 篱笆和围墙

变电站中保证公众安全的最初的手段是设置合适的障碍物，比如带有提醒信号的篱笆和围墙。障碍物应满足 NESC 的要求以及其他电力安全规则。NESC 和 IEEE 1402－2000 中都有保证变电站安全的措施。

#### 9.2.4.2 光照

使用光照可加强变电站的安全，也便于对变电站进行巡视。光照系统的照射面积应足够大，且不应对周围居民产生干扰。晚上光线太亮，会引起周围人的抱怨。

#### 9.2.4.3 接地

接地应符合 IEEE Std. 80－2000 的规定，以保证接地系统的设计足够安全。变电站中没有载流的导体都应接地（接入地下金属网），以避免可能发生的触电事故。

#### 9.2.4.4 防火

火灾可能发生于所有的变电站中，虽然不常发生，但变电站防火依然很重要。因为一旦发生，灾害将会以迅速且难以控制的速度蔓延，从而造成长时间停电、人员受伤或死亡、额外的财产损失和环境污染。更详细的关于变电站防火设计的惯例及工业应用标准，参见 IEEE Std. 979－1994。

### 9.2.5　批准过程

在开始建造变电站之前，需要得到政府的各种批准。为了使批准过程较为顺利，需要考虑以下一些因素：

1）地点；

2）地下水位；

3）湿地的位置；

4）现有的危险材料；

5）满足饮用水和污水的标准；

6）可能产生的噪声；

7）美学；

8）EMF。

及时得到批准是很关键的，不然会带来很大的麻烦。如果决定了建设变电站过程中需要公众的参与，那么使公众参与到变电站决策的过程中可降低为公众争议和诉讼而花费的时间和成本。在变电站建设中，公众的参与有助于建立与工程有关的各方间的良好关系、达成工程投资方之间的共识，并为企业赢得诚信和居民好邻居的名声。

## 9.3　建设

### 9.3.1　选址准备

#### 9.3.1.1　清理、筹款、开工、接地

建设过程中，需要注意的有灰尘的影响、水质的下降和土地的沉降。要考虑对堆积的材料、挖掘出来的泥土、额外的木材等等的处理。在变电站的设计过程中，应当考虑相应的保护措施，以及对附近的动植物带来的危害。

#### 9.3.1.2　站址通路

先预备好站址通路，包括交通运输的通道。通路也会对农业、建筑、野外资源、野生动物及植被等产生影响。

#### 9.3.1.3　水流

在建设过程中，控制好水流很重要。其潜在的问题包括洪水、侵蚀、沉降等。

### 9.3.2　噪声

对噪声干扰较敏感的地区进行噪声控制很重要。在建设初期，应当对噪声加以评估，并采取相应的限制措施。

### 9.3.3 安全

在建设初期，就应制定安全规则，禁止闲人进入施工地点。这些规则应该符合政府的规定。可以采用的安全措施，详情参考 IEEE 1402－2000。应该确保安全规则的持续监督实施，以保证其能发挥明显的作用。

安全规则包括如下内容；

1）临时或永久型篱笆；

2）安全准则；

3）安全监督系统；

4）交通控制；

5）提醒信号；

6）安全建设步骤；

7）临时照明。

### 9.3.4 工地管理

在工程建设的过程中，不应堆积碎片和垃圾，应该采取相应措施将垃圾清理掉，并尽量避免焚烧。很多地区，法律明令禁止焚烧垃圾，并提供移动厕所这一服务。

### 9.3.5 危险材料

变压器和电缆管道中的绝缘油、涂料、溶剂、酸性物质、燃料及其他相类似的物质溢出时，会对环境和周围居民生活造成危害。在建设过程中，应适当注意处理和储存好这类物质。

## 9.4 运行

### 9.4.1 工地管理

#### 9.4.1.1 水流和沉淀物控制

值得注意的是，为了对沉淀物进行控制，需对水流控制情况进行常规视察。视察范围包括所有的水沟和盆地。视察采取的所有控制措施，要有利于保证问题得到合理的解决，并应作为变电站运维管理的常态化措施。

#### 9.4.1.2 变电站外形维护

应按照最初设计时的要求，要对变电站的周围进行维护，控制灰尘、洪水等。如果变电站周围有需要除去的植被，应谨慎使用除草剂，以避免对周围其他植被的破坏。如果发生了洪水，应使用石头来减缓洪水对受影响地区的侵袭。

#### 9.4.1.3　涂料

当设备表面采用涂料时，应对其进行定期的检查并重新刷涂料，以保证设备表面的清洁，防止被腐蚀。

#### 9.4.1.4　景观

周围的景观应保持原来的样子，以确保延续原来风景设计的意图。

#### 9.4.1.5　储能

在某些地区，有些分区不准使用储能装置，故在安装储能装置之前，须对其重新加以评估。应仔细考虑变电站的外形设计，不能对周围的建筑产生视觉妨碍。

#### 9.4.1.6　噪声

分阶段使用能限制噪声的各类设备。

#### 9.4.1.7　安全

应按照已规定的流程对所有的变电站例行巡视，以确保变电站的安全运行。为确保变电站的安全运行，要求完全了解预防各种事件的手册，并运用自如。有关安全措施的详情可参看 IEEE 1402－2000。

变电站巡视的范围包括：

1）篱笆；
2）门；
3）挂锁；
4）信号；
5）入侵检测系统；
6）警报系统；
7）照明系统；
8）接地系统；
9）防火设施；
10）所有的油浸设备；
11）溢漏抑制系统。

### 9.4.2　防火

变电站防火保护措施及工业应用标准，详见 IEEE Std. 979－1994。应对变电站中所有的防火保护系统做好维护工作。

### 9.4.3　危险材料

变电站中应装有符合政府要求的溢漏预防控制及记录系统。对于一般的导则，参考 IEEE Std. 980－1994。

## 9.5 专业术语（IEEE，1998）

A－计权声级：表示声音达到40dB，频率低于100Hz。这个级别的声音最接近于普通的声音。

商务区：包括写字楼、商铺、酒店、汽车旅馆、服务场所或以外的区域、当地法令所界定的零售/商业设施。

有害物质：政府机构明令禁止的任何材料或影响人体健康或环境的物质。

工业区：包括制造工厂，应按照当地法令对其进行建造。

噪声：不良声音的排放或不需要的电磁信号的排放。

居住区：包括单户和多户住宅单位，按照当地的法令规定执行。

湿地：政府机构指定的任何土地。特点是含有必要的植被。

有关更多定义，请参阅标准 IEEE Std. 100。

## 参 考 文 献

*Guide for Electric Power Substation Physical and Electronic Security*, IEEE 1402-2000.

*IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations*, IEEE Std. 980-1994.

*IEEE Guide for the Design, Construction, and Operation of Electric Power Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility*, IEEE Std. 1127-1998.

*IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std. 80-2000.

*IEEE Guide to Specifications for Gas-Insulated, Electric Power Substation Equipment*, IEEE Std C37.123-1996.

*IEEE Guide for Substation Fire Protection*, IEEE Std. 979-1994.

*IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines*, IEEE Std. 644-1994.

National Electrical Safety Code® (NESC®) (ANSI), Accredited Standards Committee C2-2007, Institute of Electrical Electronics Engineers, Piscataway, NJ, 2007.

*The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, IEEE Std. 100.

# 第 10 章　动物威慑/防护

10.1　动物类型…………………………… 190
间隙要求·松鼠·鸟类·蛇类·浣熊
10.2　缓解方法…………………………… 192
障碍·威慑·绝缘·绝缘设备

Mike Stine 泰科电子能源公司

绝大多数的可以将输电电压转换为配电电压的电力变电所都采用露天设计。变电所的配置可能会有所不同，但是通常情况下都是由聚合物、瓷绝缘子或套管等设备组成，套管用于线路或导电体所携带的潜在电压的线路或导电体和设备或结构的接地部分之间，用以防止绝缘漏电以及干弧距离。虽然这些绝缘体或套管能够为正常操作电压（交流、直流和基本绝缘水平）提供合适的绝缘距离，但是并不能提供足够的距离以消除因动物的接触而可能造成的接地。这种动物桥接情况通常发生在变电站（12～36kV）的低压侧或配电网侧，但动物大小以及体型的不同，也可能会影响较高的电压设备。电力企业曾报道，因动物引起的停电已经成为影响电力系统供电可靠性以及连续性的主要问题，同时电力企业也正在采取积极的措施以防止该问题的进一步扩大。

动物桥接可能使电力系统发生瞬间的误动作，甚至发生长时间的故障停电。除了动物引起的停电所带来的不便和对可靠性方面的影响外，还可能会损坏变电设备，损坏的程度由损坏的设备决定，可能是成本低于 20 美元的绝缘子和套管，也可能是价值百万美元的大型变压器，还可能会威胁到环境，比如由于故障而引起的设备漏油。

由中断造成的损害影响的并不仅仅是电力相关设备。很多大型工厂如纸浆、造纸、石油化工以及汽车制造业等对电力中断是很敏感的，甚至需要花费大量的时间和金钱去重新建立生产流程。随着计算机、可编程序控制器（PLC）以及其他电力敏感设备在工程实践中的不断使用，可靠性问题也会愈加突出。

除了对濒危及保护动物的保护问题，还要注重对财产设备的保护（比如变电站设备）、提高系统的可靠性问题、消除环境隐患以及确保客户满意度和忠诚度问题。了解每个地区内受保护的动物种类和类型是很重要的。

为了对该问题进行评估并找到解决问题的方法，需要调查以下几个方面：

1）动物的类型、大小和习性；

2）电气接地设备的额定电压及其间隙；

3）自然环境；

4）动物进入变电站的方式；

5）攻击动物的影响；

6）可以让动物出来的屏障方法；

7）利用威慑的方法击退动物；

8）绝缘材料的选择。

美国鱼类及野生动植物管理局（USFWS）以及其他的国际机构鼓励电力变电所、配电所、输电系统的业主重新评价设备的设计标准，并对现存的设备重新改型以使被保护的鸟类远离电击危险。法律所制定的保护鸟类的措施包括：

候鸟法规：

1）对所有的鸟类均提供保护，除了英国的麻雀、欧椋鸟、原鸽（普通鸽）和尚鹦鹉以及高地猎禽。

2）追捕、伤害或杀害是非法的。

3）严格的责任法——适用于意图去伤害而不构成起诉的情形。

秃鹰保护法：

1）对鹰提供保护。

2）追捕、伤害、杀害、骚扰以及干扰都是非法的。

3）刑事责任法——该法律对故意或肆意妄为的行为后果做出了规定。

濒危物种法案：

对列表中具体动物的伤害提供了对应的惩罚。

对鸟类物种触电通常采用的是候鸟法规。美国鱼类及野生动植物管理局对业主在报告和缓解方法上提供了培训。

## 10.1 动物类型

### 10.1.1 间隙要求

表10.1给出了相关动物在相与地之间以及相与相之间的最小间隙。此表仅供参考。

**表10.1 对动物的典型的间隙要求**

| 动物类型 | 相与相之间 | 相与地之间 |
|---|---|---|
| 松鼠 | 18in（450mm） | 18in（英寸）（450mm） |
| 负鼠/浣熊 | 30in（750mm） | 30in（英寸）（750mm） |
| 蛇 | 36in（900mm） | 36in（英寸）（900mm） |
| 乌鸦/鹩哥 | 24in（600mm） | 18in（英寸）（600mm） |
| 候鸟 | 36in（900mm） | 36in（英寸）（900mm） |
| 青蛙 | 18in（450mm） | 18in（英寸）（450mm） |
| 猫 | 24in（600mm） | 24in（英寸）（600mm） |

### 10.1.2　松鼠

在北美，一个常见的故障是由松鼠桥接造成的。虽然松鼠有很多品种，但可以假定标准长度的松鼠为 18in（450mm）。利用该尺寸，可以对设备和间隙的距离进行评估，以确定相和地之间或者相和相之间可能发生桥接的区域。额定电压在 35kV 及以上的现代变电设备的间隙通常足以消除松鼠所造成的问题；但是，需要检查相与相之间和相与地之间的距离。

关于松鼠经常进入变电站的原因，存在一些学派。一种解释是变电站附近通常有大量的树木和草丛，这可能会吸引松鼠。某些电力企业报道说，去除这些草木对松鼠不会造成影响。有专家推测，动物的路径是预定的，变电站外在的结构不会影响动物本身所倾向的路线。还有人认为，动物会被电气设备发出的热和振动所吸引。不管什么原因，动物都是迫不得已侵入的。

松鼠并不总是通过上方、下方或变电站的外围墙进入变电站的，松鼠非常善于沿着架空导线爬行，并经常以这种方式进入变电站。所以，边界障碍对防止松鼠是无效的。

### 10.1.3　鸟类

鸟类进入变电站会造成某些问题。其中最重要的一个问题是，当鸟类飞进或飞出变电站时，展开的双翼会造成相与地或相与相之间的桥接。其次，是由于鸟类筑巢所产生的碎片而引起的桥接。变电站附近有时可能会发现鸟类筑巢所使用导线或磁带等材料，这种导电的碎片经常会跨越导线/母线并导致闪络、保护误动作甚至故障。再者，是由鸟类反刍或排便导致的绝缘子污染。残留物的累积可能会导致瓷片或聚合物绝缘体从相到地再到表面进而减少了绝缘漏电的距离。第四种可能性通常被称为“流光中断”。流光是在鸟类离开鸟巢时，遗留在绝缘体上的粪便形成的。流光使得设备与导体/总线之间形成通路，进而导致闪络。鸟类往往倾向于在变电站筑巢，这样可以消除潜在的通过攻击鸟巢觅食的捕食者。但是反过来看，变电站鸟巢的结构也可能会吸引其他动物进入变电站觅食，像蛇、猫以及浣熊。

### 10.1.4　蛇类

蛇类往往是造成变电站停运的一个重要原因。实际上在一些地区，因野生动物造成的变电站停运主要是蛇类。蛇的大小和爬坡能力可以使其轻松地到达变电站的大部分区域。变电站防蛇有时会产生问题而不是解决问题。通常情况下，蛇进入变电站是为了猎捕鸟类或鸟蛋，然而消除这些捕食者也有可能会导致变电站周围的鸟群不断增加，所以如果不采取进一步的措施，鸟类引起的问题也会逐渐增加。

### 10.1.5 浣熊

浣熊具有出色的登山能力，并且可以很容易的进入变电站。浣熊不同于蛇，它有时进入变电站是出于好奇心。其庞大的身躯可以很容易导致额定电压高达25kV的相与相之间或相与地之间的桥接。

## 10.2 缓解方法

### 10.2.1 障碍

有效的设置障碍的方法包括气旋式栅栏、小网眼铁丝网、光滑攀爬屏障、电围栏、坚固的墙壁垒以及运用非传统的几何形围栏。设置障碍对某些动物是非常有效。某些电力企业的报告显示，在变电站边界设置高3～4ft（1～1.3m）的小网眼围栏可以防止某类蛇的入侵。某些变电站业主使用聚氯乙烯管，在管内通过裸导线，并利用低电压互感器给裸导线通电，从而在变电站周边正常的栅栏外侧形成一个电栅栏，该方法可以有效地预防蛇的侵入。尽管设置障碍可以防止蛇进入变电站，但是这并不能完全消除爬行动物的入侵。光滑攀爬防护装置可以用来防止某些动物对变电站垂直框架的破坏。虽然这些预防工作对于狗和狐狸这样的爬行动物有作用，但是对松鼠、负鼠以及猫这种动作敏捷的动物是不起作用的。

### 10.2.2 威慑

市场上有很多威慑设备。很多设备实际上来自于驱逐害虫的家庭市场，比如松鼠和鸽子。虽然品种很多，但是大多数设备对野生动物的影响是有限的，其中包括能够间歇地产生噪声的超声波设备、化学驱虫剂、粘性凝胶、捕食者的尿液、毒药以及鸟类栖息处的刺激性威慑。超声波装置往往只对动物的初次威慑有效。据报道，在一段时期后，由于动物已适应该声音或是需要保持装置运行的原因，超声波装置已经变得无效。像超声波这样的噪声装置很快就会失去威慑动物的作用，因为动物本身已熟悉这个声音，进而缺乏存在的意义。化学驱虫剂、粘性凝胶以及捕食者的尿液在频繁使用后依然有效。毒药可以用于遏制害虫的侵扰，但如果害虫在变电站边界以外死亡，那么这将会附带影响某些宠物以及其他的动物，比如鸽子。刺激性威慑对于防止小型鸟类筑巢或在一些电敏感区域聚集来说是非常有效的，有时也可以作为实用的锚以应付更加大型的鸟类筑巢。

### 10.2.3 绝缘

绝缘带电导体和硬件可以非常有效地消除因动物引起的中断。绝缘系统有以下几种形式：

1）喷上涂料室温硫化硅橡胶（RTV）。

2）绝缘胶带。

3）热收缩管材、胶带以及薄片材料。

4）预成型绝缘外皮。

绝缘系统应该用在可能会发生动物桥接的相与相之间或相与地之间的区域。典型的应用包括：

1）设备套管（例如断路器、重合闸、互感器、电压互感器、电容器、稳压器等）。

2）总线与结构或者与总线之间允许绝缘连接。

3）挂钩开关与开关底座或者总线绝缘连接。

4）在总线与接地设备或者接地结构之间存在不足以消除桥接的任何区域。

5）相与相之间间距不足的母线以及导线。

由于这些产品可以用于总线、导体或者硬件上的绝缘材料，所以将其应用于高电压环境中的产品是非常关键的。不同于障碍或者威慑，绝缘材料需要承受电场，并且有时也被用于其他绝缘材料的泄露部分，如陶瓷。所以应当谨慎选择产品，选择的产品应该能够抵御外界环境及可能承受的电应力。

## 10.2.4　绝缘设备

绝缘设备是刚性绝缘盘，可以安装在泄露的瓷绝缘子上。该设备强迫动物爬上去，从而达到隔离地面桥接的效果。这些绝缘盘用在支持绝缘子之间以及开关绝缘子之间。随着绝缘外层的不断应用，所设计的绝缘材料必须要能够适应户外的高压环境。

# 第 11 章　变电站接地


11.1　建立变电站接地系统的原因………… 194
11.2　故障接地电路………………………… 195
条件 · 人体允许电流限制 · 快速切除故障的重要性 · 可承受电压
11.3　设计标准……………………………… 201
实际接触电压和跨步电压 · 土壤电阻率 · 电网接地电阻 · 电网电流 · 设计等式的应用 · 导体的选择 · 连接点的选择 · 变电站围墙的接地 · 其他设计方法
参考文献………………………………………… 215



Richard P. Keil Commonwealth Associates，Inc.


## 11.1　建立变电站接地系统的原因

变电站的接地系统是整个电力系统中的一个重要组成部分。变电站需要正确接地的原因有如下两个方面：

1）没有对设备进行过多操作的限制，且为电流流入大地提供了路径。

2）提供了一种保护环境，在故障情况下，保护接地设备附近的人员免受触电的危险。

接地系统包含变电所区域接地设备的相互连接，它包括接地电网、架空接地线、中性线、地下电缆、地基、深井等。接地电网由水平面相互连接的裸露导体（垫子）和接地棒组成。接地网的设计是为了将电压控制在安全范围内，接地网主要是为了在投资经济的条件下保证系统的安全。

以下信息主要与人身安全有关。这些信息说明，如果设备的操作过度受限制，那么接地系统的电阻、电网电流和地面的潜在升高也会决定人身安全。

安全接地要求两个接地系统相互交互：

1）目的接地，包括深埋于地表下面的接地系统。

2）意外接地，是由人接触接地设备附件的电位梯度所引起的。

通常假设任何接地对象都是可以安全触碰的。变电所的接地电阻阻值低并不能保证安全性。整个接地系统的电阻和人体最大触电电流之间并没有简单的联系。变电站的相对阻值较低一般来说是危险的，反之，具有较高阻值接地电阻的变电站相对来说可能会是安全的，或是在精心设计下能达到安全的目的。

变电站区域内部和附近的电压是由很多参数共同作用的。由于电压和电网网络

结构有关，所以并不可能设计出在任何地方都适用的接地系统。变电站区域内部和附近的电压很大程度上受电网电流、持续故障、土壤电阻率、表面材料和电网规模与形状的影响。接地系统或许能承受足够容量的故障电流和持续故障下的继电保护，但该接地系统未必在安全方面能够满足要求。因为从几何上看，地表过度的电位差是由接地电极的位置、当地的土壤特性和其他因素共同决定的。

在典型的接地故障中，除非在设计前就有预防措施，否则人类所在的区域地表足以产生威胁人身安全的最大电位梯度。此外，接地结构或设备框架附近的地面处可能会产生危险电压。

可能会产生人身触电事故的情况有：

1）相对于接地系统的电阻，故障接地点的电阻更小，故障电流大。

2）土壤电阻率和接地电流的分布会在地表面上产生高的电位差。

3）人的身体连接了两个不同的电位差。

4）触电电流流过人的身体时，没有足够的连接电阻或者其他一系列的电阻来限制触电电流。

5）持续的故障和身体接触使触电电流有足够的时间流过身体，从而对身体产生伤害。

大型罕见的事故是由于低概率不利环境造成的。

在变电站内部和附近区域为人员提供一个安全的环境，接地系统的设计要限制潜在的不同因素，任何人员进入接触都能在一个安全的水平。IEEE Std. 80，IEEE Guide For Safety in AC Substation Grounding[1]，该指导文件提供了变电站接地的一般信息，并提到了设计一个安全的变电所接地系统所必须确定的等式关系。接下来将简单描述一下 IEEE Std. 80 的内容。

该指导中所提到的设计是在人体可承受触电电流的情况下进行的，人体触电电流是当人体成为事故电路中的一部分时所产生的。人体在可承受电流情况下，不会产生心室的颤动，即不会使心脏停止运动。该方法对电压进行了限制，从而使人体的承受电流维持在一个安全的范围内。

## 11.2　事故接地电路

### 11.2.1　条件

人在变电站内部或附近能够成为接地电路的一部分需要两个条件。第一个条件是接触电压，如图 11.1 和图 11.2 所示。另一个条件是跨步电压，如图 11.3 和图 11.4 所示。图 11.1 表明，当人接触接地金属外壳时，故障电流会通过变电站的接地系统泄入大地。图 11.2 为戴维南等效电路，人平行双脚间的电阻为 $Z_{Th}$，人体的电阻为 $R_B$，$V_{Th}$是用电设备 H 和地面 F 之间的电压，$I_B$是人体的流过电流。当

$Z_{Th}$等于平行双脚间的电阻时，接触电压是：

$$E_{touch} = I_B(R_B + Z_{Th}) \tag{11.1}$$

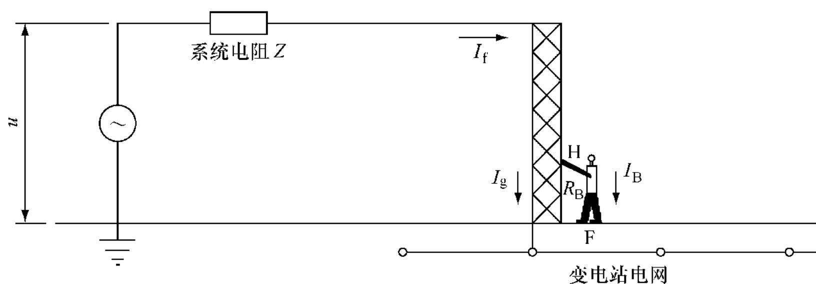



图 11.1 人体接触电压

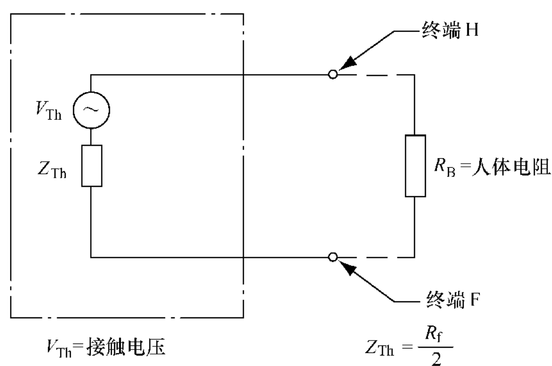



图 11.2 接触电压回路

图 11.3 和图 11.4 所示为跨步电压电路。$Z_{Th}$是戴维南等式中人的脚和身体之间的串联阻抗。则跨步电压为：

$$E_{step} = I_B(R_B + Z_{Th}) \tag{11.2}$$

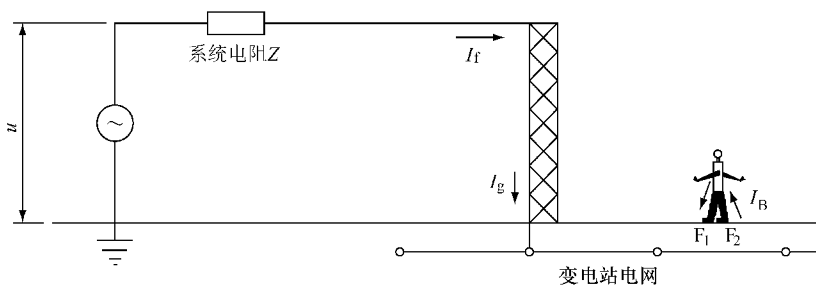



图 11.3 人体跨步电压

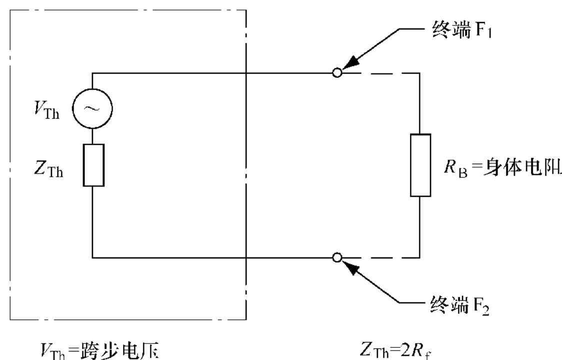



图 11.4　跨步电压电路

双脚的电阻值，用半径为 $b$ 米的金属圆盘来等效。当人站在电阻率为 $\rho$（Ω·m）的均匀介质地面上时，建立的等式为：

$$R_f = \frac{\rho}{4b} \tag{11.3}$$

假设

$$b = 0.08, \quad R_f = 3\rho \tag{11.4}$$

在接触电压中（即 $E_{touch}$），由于双脚是并联关系，所以等式为

$$Z_{Th} = \frac{R_f}{2} = 1.5\rho \tag{11.5}$$

在跨步电压中（即 $E_{step}$），双脚是串联的，则等式为

$$Z_{Th} = 2R_f = 6\rho \tag{11.6}$$

以上等式均假设土壤电阻率不变。在变电站内部，为了在脚和地面之间引入高电阻，减少流经身体的电流，通常在地表面铺设一层高电阻率材料。该材料的表层降额因子 $C_s$，会增加双脚的电阻值，其值与土壤电阻率的相值、地表材料和地表材料的厚度有关。

下面的等式为人处于该材料表面时，双脚之间的接地电阻：

$$R_f = \left(\frac{\rho_s}{4b}\right)C_s \tag{11.7}$$

$$C_s = 1 + \frac{16b}{\rho_s}\sum_{n=1}^{\infty} K^n R_{m(2nh_s)} \tag{11.8}$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \tag{11.9}$$

式中　$C_s$——表层降额因子；

$K$——不同材料电阻率之间的放映因子；

$\rho_s$——地表材料电阻率（Ω·m）；

$\rho$——地表材料之下的地面电阻率（Ω·m）；

$h_s$——地表材料的厚度（m）；

$b$——金属圆盘的半径（m）；

$R_{m(2nh_s)}$——两相同且平行的同轴金属板间的互阻抗，相互间距离为$2nh_s$，无限介质的电阻率$\rho_s$的单位为Ω·m。

根据式（11.8）和$b=0.08$m，画出了如图11.5所示的一系列的$C_s$曲线。根据Sverak经验等式及修正，得到$C_s$的值，式（11.10）所得$C_s$和分析方法所求得的值之间的误差在5%之内：

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1-(\rho/\rho_s))}{2h_s+0.09} \quad (11.10)$$

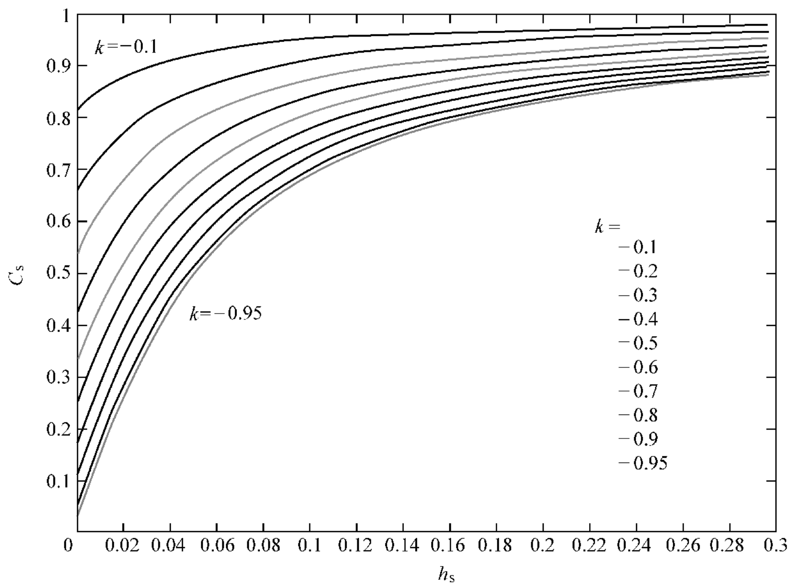



图11.5 $C_s$与$h_s$曲线

## 11.2.2 人体允许电流限制

当电流通过人体时，电流持续、大量和频繁地作用在人体上。众所周知，对人体危害最大的是心室纤维性颤动，心脏的停止会导致血液循环迅速中断。频率在50～60Hz之间的电流对人体的影响最大。当电流增大时，最常见的生理反应是知觉变化、肌肉的收缩、无知觉、纤维性颤动、呼吸神经阻塞和灼烧。在感知上，一般认为，1mA会产生轻微的刺痛感；1～6mA是挣脱电流的范围，在该范围内，人体能够控制肌肉脱离电流源；9～25mA的电流会使肌肉失去控制，无法挣脱电流源。高于25mA的电流会因胸部肌肉收缩使人体感到呼吸困难。虽然这样会使人感

到非常痛苦，但对人体不会产生永久的伤害。当电流在 60 ~ 100mA 时，会出现致命性的心室纤维性颤动，此时只能通过控制电击来恢复正常的心跳，称之为去心脏纤维。更大的电流会对神经造成伤害和灼烧，甚至会发生其他威胁生命的状况。

变电站接地系统的设计是为了限制流过人体电流的大小，使之低于纤维性颤动的电流值。Dalziel 发布了一篇关于特定时间流过人体电流等式的文章，文章统计指出，99.5% 的人在发生心室纤维性颤动之前切除电源，都能存活下来。该等式确定了人体允许流过电流的大小：

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \tag{11.11}$$

其中　$I_B$——流经人体可靠性电流的数值（A）；

$t_s$——人体触电的持续时间（s）；

$k = \sqrt{S_B}$；

$S_B$——给定人口百分比承受触电能量的相关经验系数。

Dalziel 发现，体重在 50kg（110lb）时，$k = 0.116$；当体重在 70kg（154lb）时，$k = 0.157$。体重为 50kg 的人体可承受电流是：

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{11.12}$$

该等式在测试的基础上将触电时间限制在 0.03 ~ 3s 之间。时间超出这个范围后，该等式可能就不成立了。其他研究时间限制的结果也同 Dalziel 的结果相似，范围在 0.03 ~ 3s 之间。

### 11.2.3　快速切除故障的重要性

考虑到以式（11.11）的形式持续故障和不明确触电事故因素的意义，快速切除接地故障有以下两个原因：

1）故障切除时间越短，发生触电事故的可能性就越小。如果不切除，故障电流可能会持续几分钟甚至几个小时。

2）实验和实践表明，减少故障电流通过身体的持续时间，能明显降低严重受损或死亡的概率。

人体允许电流值可以根据基本保护设备切除故障的时间，或后备保护切除故障的时间。由于继电器故障和其他事故同时发生的可能性很低，所以选择一个较好的基本切除时间即可。式（11.11）中选择了后备继电器切除时间，虽然这样做过于保守，但却保证了足够的安全裕量。

根据 Biegelmeier 和 Lee 的实验结果将开关时间调整为小于 0.5s。其实验表明，当触电电流的时间接近心脏的跳动周期时，人体的心脏最容易发生心室纤维性颤动，但是当触电电流时间在 0.06 ~ 0.3s 之间时，危险就会小很多。

事实上，由于地面高梯度故障很罕见，所以由于该原因而造成触电是更加少见

的。或者，即使发生了触电事故，持续时间也是很短的。因此，对于电流值低于纤维性颤动梯度的情况，为了几乎无疼痛和伤害的触电而去做相应的设计是没有必要的。

## 11.2.4 可承受电压

图11.6和图11.7为变电站内人体可产生的5种触电电压。定义如下：

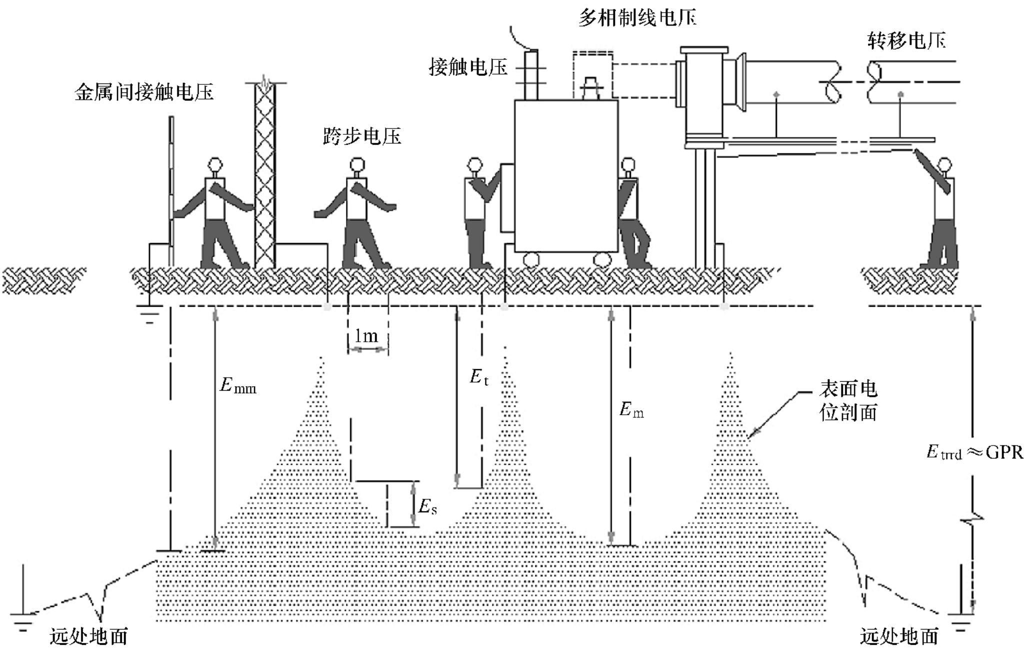



图11.6 基本触电情形

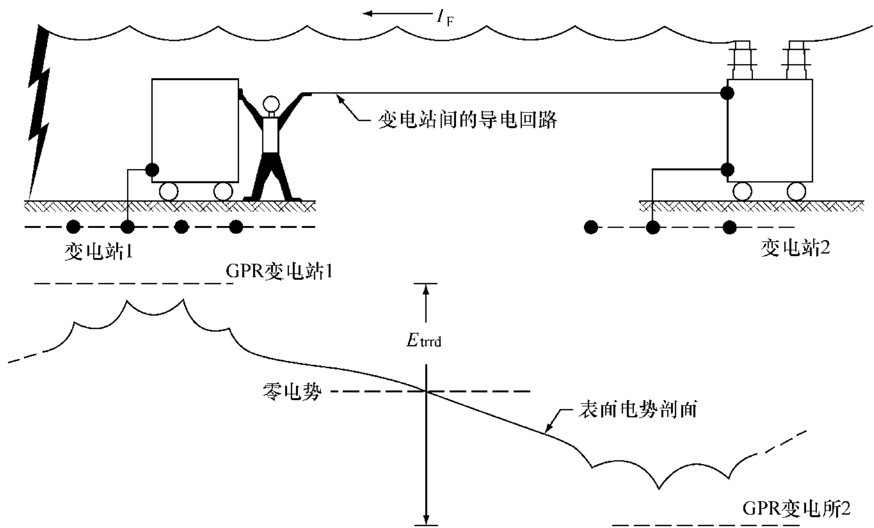



图11.7 外部转移电势的典型情况

大地电位上升（GPR）：变电站的接地电网可能达到的最大电位与假设潜在远处地面的接地点之间的距离有关。GPR 是大规模电网电流的产物，部分故障电流通过接地系统导入大地，GPR 是接地电网的电阻。

多相制线电压：最大接触电压在接地电网的网眼里。

金属间接触电压：在变电站内部，由手或脚直接接触金属物体或结构产生的潜在电压。

注意：在传统的变电站里，那些与接地网连接的金属物体或结构所生产的金属间接触电压是可以忽略的。然而，接地网连接的金属物体或结构所生产的金属间接触电压和那些在变电站内部没有连接接地网的金属物体，像大量孤立的围墙。在气体绝缘变电站里，接地网连接的金属物体或结构所生产的金属间接触电压的情况有很多，且此类变电站里存在内部故障和感应电流。

跨步电压：人体的双脚距离为 1m，且没有接触其他接地物体所产生的表面电势。

接触电压：人体站立且手接触接地结构所产生的表面电势和 GPR 之间的电势差。

转移电压：接触电压的特殊形式，即将电压转移到变电站的内部或外部，转移电压指向距离变电站外部较远的点。任何故障电路所产生的最大电压不应该超过造成人体纤维性颤动的电流值。

假设人体体重是 50kg，确定人体允许电流和人体阻抗 1000Ω，则可承受接触电压为：

$$E_{\text{touch50}} = (1000 + 1.5C_s\rho_s)\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{11.13}$$

可承受跨步电压为：

$$E_{\text{step50}} = (1000 + 6C_s\rho_s)\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{11.14}$$

式中　$E_{\text{step}}$——跨步电压（V）；

$E_{\text{touch}}$——接触电压（V）；$C_s$ 由图 11.5 和式（11.10）确定；

$\rho_s$——表面材料的电阻率（Ω·m）；

$t_s$——触电电流持续时间（s）。

由于金属间接触电压的唯一电阻是身体电阻，则该限制电压为：

$$E_{\text{mm-touch50}} = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \tag{11.15}$$

一般认为触电时间与故障持续时间相等。如果电路设计有重合闸，那么故障持续时间应该是各个故障时间的总和，这里的故障持续时间就是触电持续时间。

## 11.3　设计标准

变电站接地系统的设计标准，是为了限制实际跨步电压和多相制线电压的，并

使上述两个电压值低于式（11.13）和式（11.14）所确定的可承受接触电压和跨步电压。最不利的接触电压就是多相制线电压，如图11.6所示。

## 11.3.1 实际接触电压和跨步电压

以下讨论的是确定实际接触电压和跨步电压的方法。

### 11.3.1.1 多相制线电压（$E_m$）

实际上，多相制线电压 $E_m$（接触电压的最大值）是由土壤电阻率 $\rho$ 产生的；电网结构决定几何因素 $K_m$；修正因素 $K_i$ 是用来解释 $K_m$ 而引入的误差；导体平均电流的等效被埋长度组成了接地系统（$I_G/L_M$）：

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M} \tag{11.16}$$

几何因素 $K_m$ 如下：

$$K_m = \frac{1}{2\pi}\left[\ln\left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d}\right) + \frac{K_{ii}}{K_h}\ln\left(\frac{8}{\pi(2n-1)}\right)\right] \tag{11.17}$$

当电网的接地棒分布在四周或角落，亦或是两者兼有时，取 $K_{ii}=1$。当电网没有接地棒或只有少数接地棒时，$K_{ii}$ 为

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \tag{11.18}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1\text{m}(\text{电网参考深度}) \tag{11.19}$$

用四种电网模型元件，有效并联导体数量为 $n$，$n$ 适用于给定的电网是矩形或者不规则形状的电网。在矩形电网并联导体时，$n$ 的表达式如下：

$$n = n_a n_b n_c n_d \tag{11.20}$$

其中

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p} \tag{11.21}$$

对于正方形电网，$n_b=1$；

对于正方形和矩形电网，$n_c=1$；

对于正方形、矩形和L形的电网，$n_d=1$。

另外

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \tag{11.22}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A}\right]^{0.7A/L_x L_y} \tag{11.23}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \tag{11.24}$$

式中　$L_C$——水平电网导体的总长度（m）；

$L_p$——电网外围长度（m）；
$A$——电网面积（$m^2$）；
$L_x$——电网在 $x$ 方向的最大长度（m）；
$L_y$——电网在 $y$ 方向的最大长度（m）；
$D_m$——电网任意两点最大距离（m）；
$D$——并联导体之间的空间距离（m）；
$h$——电网接地导体的深度（m）；
$d$——电网导体的直径（m）；
$I_G$——电网电流最大值（A）；

结合上述 $n$ 的定义，则不规则因素 $K_i$ 为：

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (11.25)$$

当电网没有接地棒，或者只有少数接地棒分散于电网、边界和拐角时，有效长度 $L_M$ 为

$$L_M = L_C + L_R \quad (11.26)$$

其中，$L_R$ 是所有接地棒的总长度，单位是米。

当接地棒遍布全网，包括拐角和边界时，有效长度 $L_M$ 为

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22\left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}\right)\right]L_R \quad (11.27)$$

其中，$L_r$ 是每根接地棒的长度，单位是米。

#### 11.3.1.1.1　几何因素 $K_m$

等式 $K_m$ 中包含以下几个变量：导体间的空间距离 $D$、导体数量 $n$、导体直径 $d$、电网深度 $h$。每个变量对 $K_m$ 有不同的影响。图 11.8 所示为导体间距离对 $K_m$ 的影响。

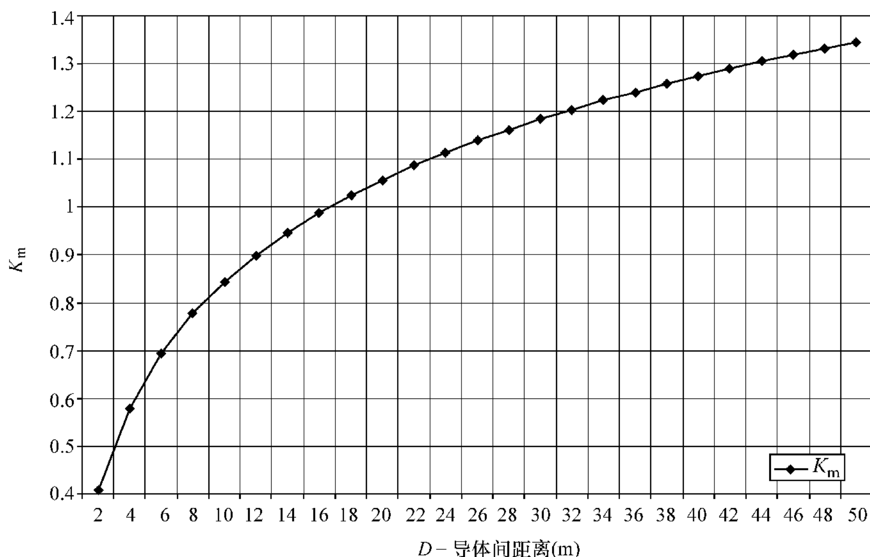



图 11.8　$K_m$ 与 $D$ 曲线

比方说，空间距离在10~40m之间变化时，$K_m$ 只从0.89变到1.27。曲线变化率最大的部分发生在小的空间距离处。空间距离越近，$K_m$ 越小。从图11.9中可以看出，空间和深度保持不变时，随着导体数量的增加，$K_m$ 迅速下降。如图11.10所示，接地导体的直径对 $K_m$ 的影响不大。导体直径从0.1m（2/0）增加到0.2m（线径500英寸）时，$K_m$ 值大约下降12%。对于特定面积的电网，$D$ 和 $n$ 相互依赖。所安装的导体越多，则导体间的距离就越小。设计的过程中，要限制所安装导体间的距离，不能使之太近。如图11.11所示，改变深度对 $K_m$ 值的影响不大。

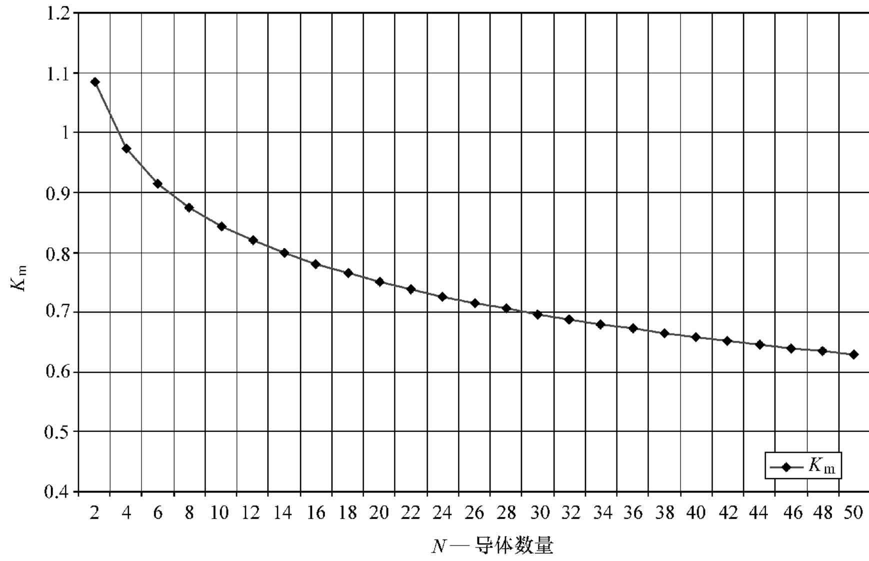



图11.9　$K_m$ 与 $N$ 曲线

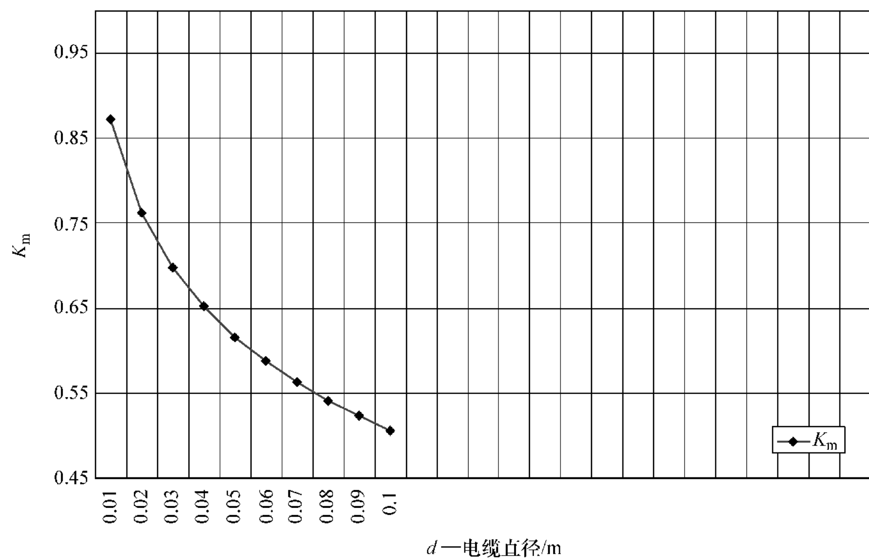



图11.10　$K_m$ 与 $d$ 曲线

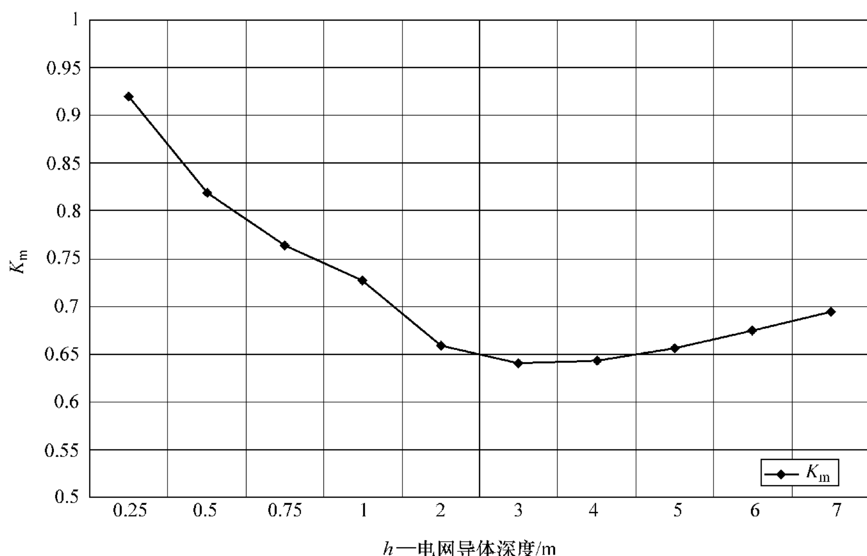



图 11.11　$K_m$ 与 $h$ 曲线

### 11.3.1.2　跨步电压（$E_s$）

假设最大跨步电压出现在超过 1m 的跨步距离处，其分布一直延伸到变电站外面的边界导体处，这些导体绝大部分分布在电网极端角落的角平分线上。跨步电压值是由如下几个参数得到的：土壤电阻率 $\rho$、几何因数 $K_s$、修正因数 $K_i$ 和接地系统导体（$I_G/L_s$）被埋长度的每单位平均电流。所以跨步电压值为

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_s} \tag{11.28}$$

一般被埋的深度为 $0.25 < h < 2.5$m，$K_s$ 定义如下：

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D}(1 - 0.5^{n-2})\right] \tag{11.29}$$

$K_i$ 的定义如式（11.25）。

电网有无接地棒，导体被埋有效长度 $L_s$ 定义如下

$$L_s = 0.75L_C + 0.85L_R \tag{11.30}$$

#### 11.3.1.2.1　几何因素 $K_s$

等式 $K_s$ 也与 $D$、$n$、$d$ 和 $h$ 这几个变量相关。如图 11.12 和图 11.13 所示，距离 $D$、导体数量 $n$、对 $K_s$ 的影响不大，其原因是跨步电压位于电网之外。从一边移动，每个导体的影响降低。另一方面，被埋导体的深度对 $K_s$ 的影响较大。

如图 11.14 所示，当导体被埋深度越深时，$K_s$ 值就越低，其原因是与地面相比，当电流穿过土壤时，电压降落得更快。

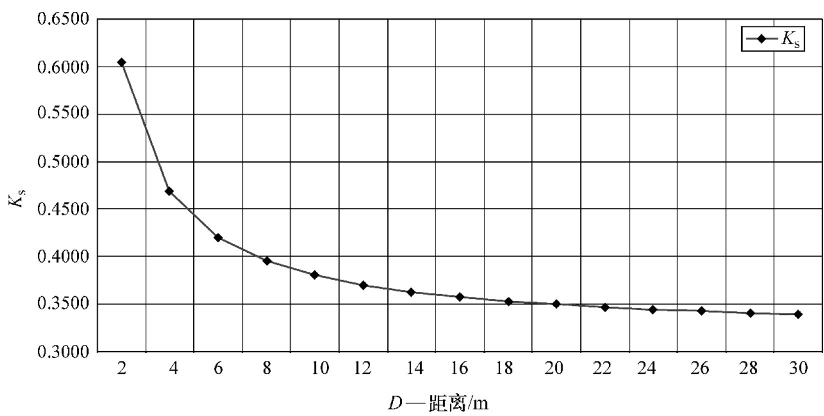



图 11.12　$K_s$ 与 $D$ 曲线

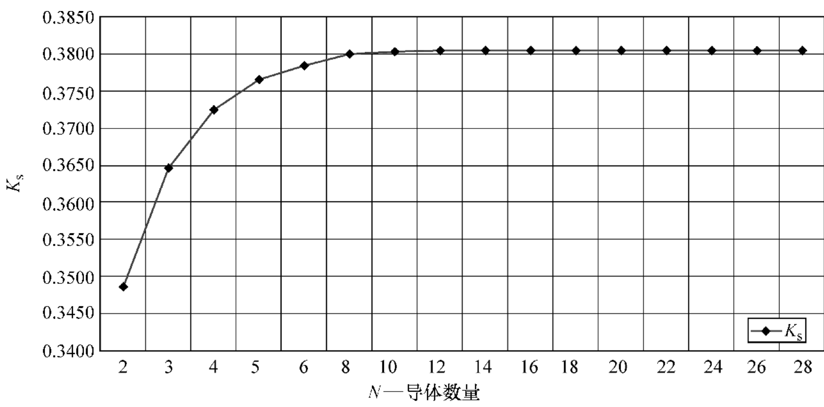



图 11.13　$K_s$ 与 $N$ 曲线

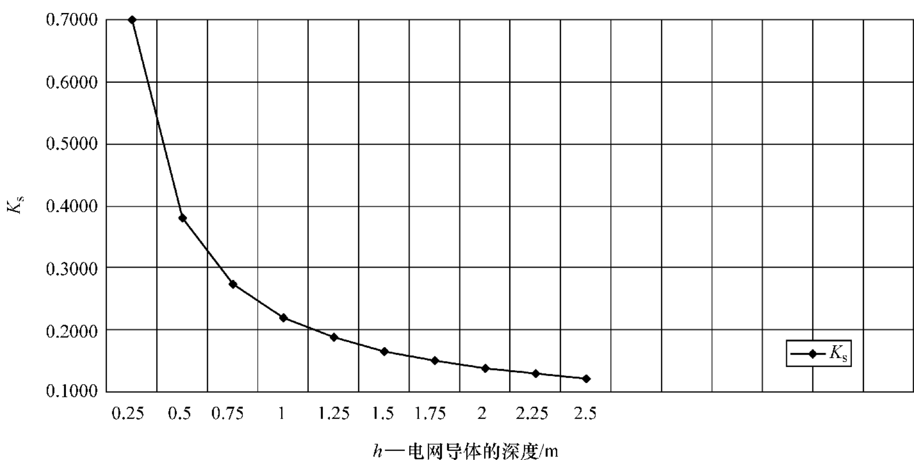



图 11.14　$K_s$ 与 $h$ 曲线

#### 11.3.1.3　实际接触电压和跨步电压等式的评估

在设计变电站接地系统时，重要的是要确定土壤电阻率和最大电网电流。接触电压和跨步电压与土壤电阻率和最大电网电流成一定的比例关系。过于保守的土壤电阻率和电网电流值将会极大地增加成本。低估它们可能会导致设计的不安全。

### 11.3.2　土壤电阻率

为了确定土壤的结构，必须要对土壤电阻率进行调查。大量文献表明，土壤电阻率的大小取决于土壤的类型（黏土、壤土、沙土以及页岩等等）[9-11]，但这些文献只给出了粗略的估计。土壤的电阻率随着环境的温度、湿度以及土壤中化学元素的含量的变化而不断的变化，所以必须采用可靠的测量方法来确定某一区域的土壤电阻率。由于水平和垂直方向上的土壤电阻率可能不同，所以有必要采用不同的测量方法进行测量。参考文献［12］中详细介绍了各种不同的测量技术。其中，应用最广泛的是文纳四极法，即将 4 个电极并排插入地底，极间距离为 $a$，埋设深度为 $b$。若在中间 2 个电极之间施加一个电压，则两侧的电极中将会有电流流过。由于电阻由电压和电流决定，假设埋设深度 $b$ 远远小于极间距离 $a$，则视在土壤电阻率可由式（11.31）决定：

$$\rho_a = 2\pi aR \tag{11.31}$$

现实生活中，很难通过实地测量对视在土壤电阻率进行解释，所以通常采用单层或两层的土壤模型作为土壤电阻率的测量模型。这种土壤模型与实际土壤状况十分相似。这样就可以通过人工或者电脑分析对其进行解释。如今，许多可应用的商业软件都可以采集土壤数据、计算土壤电阻率并根据测试结果给出可信度。参考文献［10］利用图表法对测试结果进行解释说明。

IEEE－80 标准中的方程式需要统一的土壤电阻率，所以为了得到统一的土壤电阻率参数，就需要对土壤电阻率的测量方法进行工程评价。IEEE－80 标准提供了基于实地测量和桑德图表分析法测量视在土壤电阻率的方程式。虽然图表法和方程式采用的都是估计量，但仍然可以在设计电网接地系统时为工程人员提供统一的土壤电阻率基准。

### 11.3.3　电网接地电阻

电网接地电阻，即接地网络与远距离的大地之间没有其他金属导体连接时的电阻，可通过下面的 Sverak[2] 等式对其进行计算：

$$R_g = \rho\left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}}\left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}}\right)\right] \tag{11.32}$$

式中　$R_g$——变电站接地电阻（Ω）；

$\rho$——土壤电阻率（Ω·m）；

$A$——接地电网的占地面积（$m^2$）；

$h$——电网的深度（m）；

$L_T$——导体全部的掩埋长度（m）。

#### 11.3.3.1 电阻

电网的接地电阻主要取决于电阻率和面积。增加导体数量或改变电网的埋设深度，基本不会减小电阻值。接地棒的作用主要取决于其埋设地点和埋设深度。虽然有时候很难确定接地棒的作用，但是其对电阻的影响是巨大的。在均一的土壤中，很难确定总体电阻的改善是由于导体的增加还是接地棒的增加。在大多的情况下，认为接地棒的作用更为显著，这是因为与电网导体相比，接地棒可以更高效率的将电流引入大地。假设土壤模型为两层，且下层土壤具有较低的电阻率，则接地棒便成为电网电阻的重要影响因素。接地棒插入较低电阻率的土壤中越多，则电网电阻减小的越多[13-15]。此外，温度和湿度对土壤电阻率也有很大的影响，在较深的土壤层中，温度和湿度的变化相对较小，所以土壤电阻率的变化也比较小，故接地棒的应用提高了接地网的稳定性。由于电流密度的作用，接地棒放置在电网外部比电网内部效果更好。

较低的接地电网电阻对GPR、接触电压和以及跨步电压来说是很重要的参数。通常，降低电网电阻可以降低GPR，同时，由于接地电流返回路径中的电流会分流，所以在一定程度上可以增大电网电流。减小电阻的另一个方法就是设置平衡点。事实上，这种方法会增大电网的面积。尽管IEEE-80标准中没有考虑到这么多种不同的减小电阻的方法，但是对于一个工程人员来说，必须知道有哪些方法可以减少接地电网的电阻。

下图表明了面积、导体数量以及无接地棒接地电网的埋设深度对电阻的影响。图11.15表明，面积对接地电阻有很大的影响。在案例中，由于为了覆盖整个电网区域，需要较大的导体长度，所以导体长度并不是常数。导体的数量与长度有关，当面积相同时，从导体数量不同对电阻的影响可以看出：在面积一定时，增加导体的数量，电阻基本上不会减小。这是因为材料的数量与导体的数量有关，所以增加材料基本不会影响电阻值。

图11.16展示了电网中的导体掩埋深度对电网阻抗的影响。该例的研究区域面积为900$m^2$。掩埋深度在0.5~2.5m之间，导体数量在4~10之间。从图11.16可知，即使导体掩埋深度增加5倍，且导体数量从4变化到10，电网的阻抗几乎没有发生变化。

### 11.3.4 电网电流

工程人员必须要确定最大电网电流，因为最大电网电流会导致最大的GPR，而且会在变电站以及周围产生最大的局部表面电位梯度。决定GPR的是接地电网系统流向大地的电流。

电力系统中可能会发生各种类型的故障，所以很难判定是哪种状况产生了最大

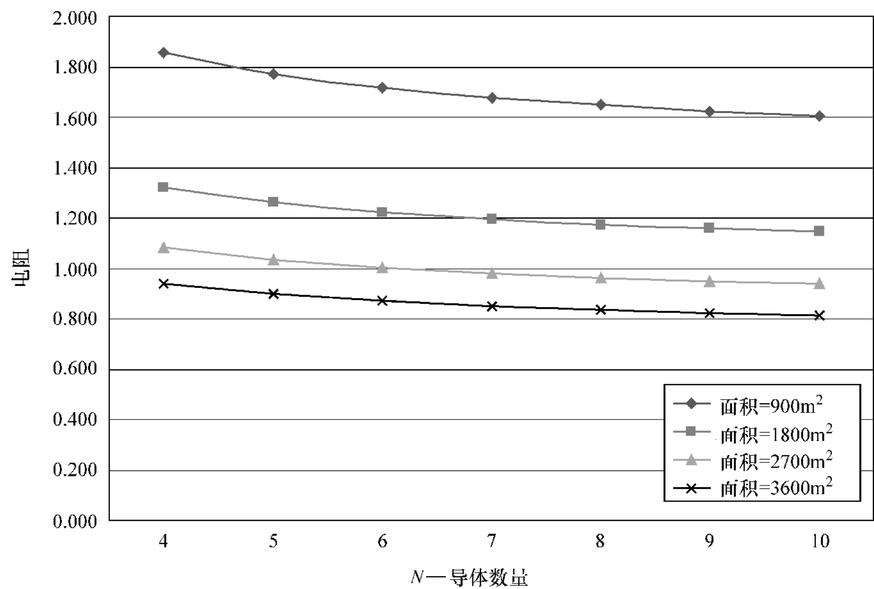



图 11.15　电阻和导体数量曲线

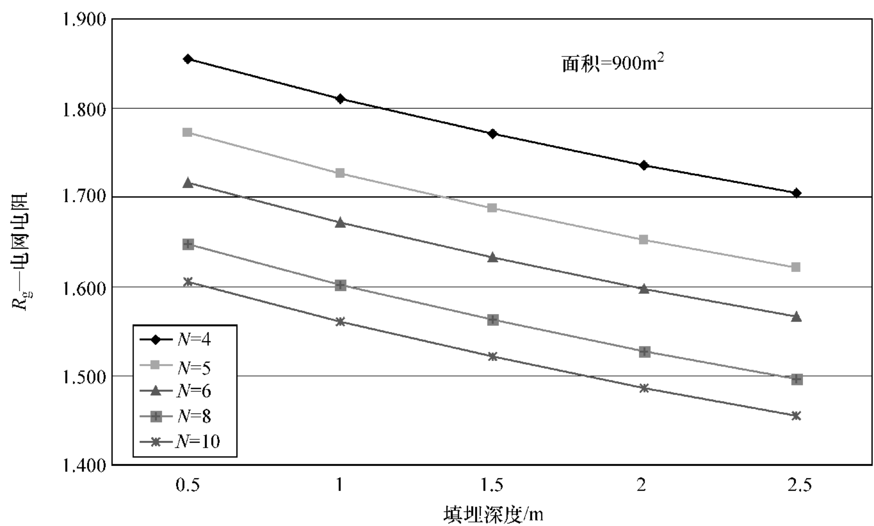



图 11.16　电阻与深度曲线

故障电流。实际情况中，单导线接地以及两导线接地故障会导致最大电网电流 $I_G$。图 11.17～图 11.19 表明了故障地点和系统配置不同时的最大电网电流。

在测量最大电网电流时，需要考虑从变电站接地网络经高空地线、中性电导体或直接埋设的管道以及电缆流出的部分接地故障电流。由于电流的复杂性和不确定性，很难确定这些与接地网络平行的电流回路的影响。

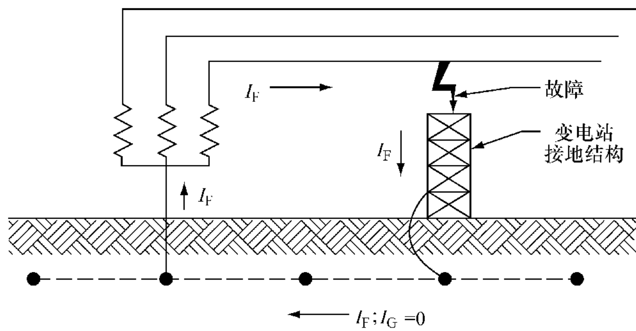



图 11.17 故障在附近变电站，附近中性点接地

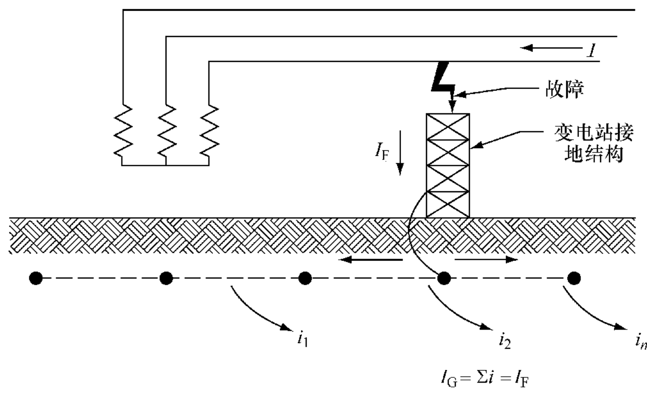



图 11.18 附近变电所故障，中性点远处接地

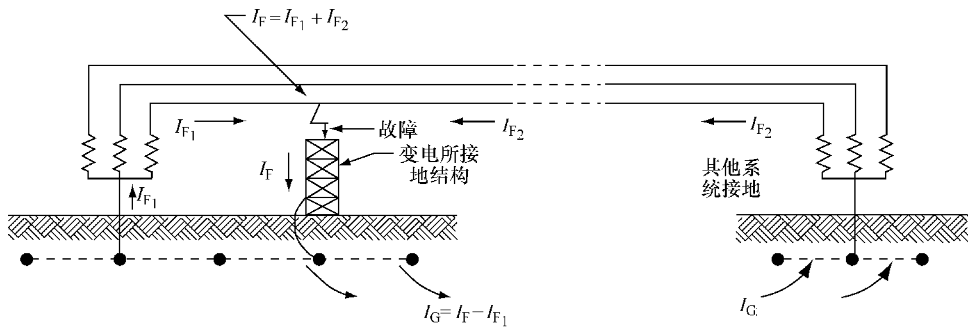



图 11.19 变电所内部故障，系统接地在附近变电所和其他点

### 11.3.4.1 分流

有很多文章涉及到架空静电导线、中性线、电缆和其他接地回路的作用。如图 11.20 所示，计算分流的过程主要分为 2 步，第一步是要建立电流流通路径的等效模型；第二步是计算等效电路，确定总电流中流入大地和通过其他接地路径的那一

部分。Endrenyi[16]、Sebo[17]、Verma and Mulhedkar[18] 和 Garrett[19] 为架空回路提供了多种测量不同电流路径中电流的方法。Dawalibi[20] 提供了通过获得简单方程式来计算电网和塔楼电流的运算方法。Meliopoulos[21] 通过引用 Carson 方程式，提出了大地的一个等效导体。Sebo[22]、Nahman[23]、和 Sobral[24] 提供了当变电站使用电缆线时计算电流的方法。上述每种方法都可以得到其他电流路径对总电网电流的影响。

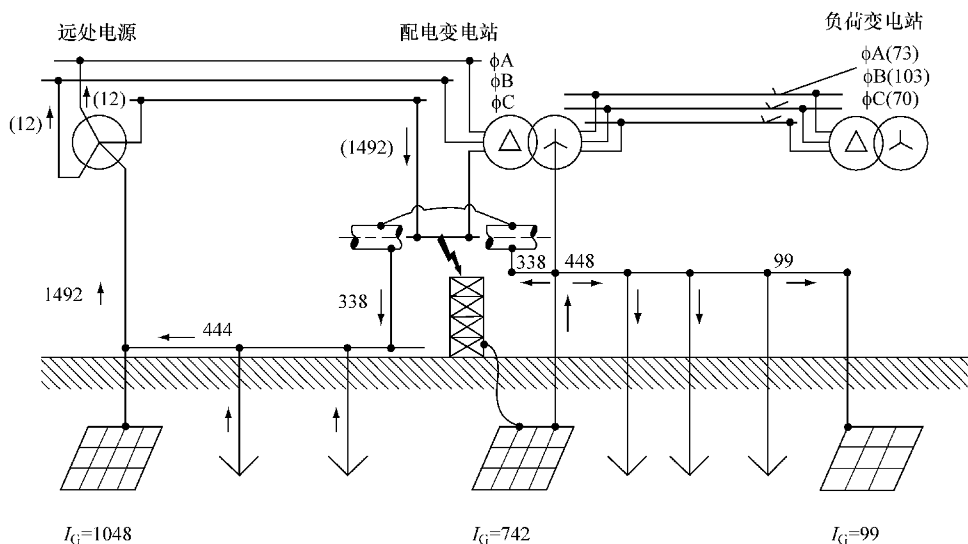



图 11.20　配电变电站高边故障典型电流分布

如今，可通过计算机软件来判定电流在不同路径中的分裂情况。有许多文章提到了从故障点看进去时的静态电线有效阻抗计算方法。故障电流分离因子或分支系数表明，对称电流与接地电网和大地之间的电流成反比关系。

$$S_f = \frac{I_g}{3I_0} \tag{11.33}$$

式中　$S_f$——故障电流分支系数；

$I_g$——对称电网电流均方根值（A）；

$I_0$——零序故障电流（A）。

分支系数（$S_f$）的计算过程有两部分：首先，假想高空地线、中性线等与电网相连；然后，计算等效电路，确定电网与地之间的总故障电流以及接地线和中性线之间的电流。$S_f$ 由很多参数决定，其中主要包括：

1）故障位置；

2）变电站接地电阻的大小；

3）与变电站接地系统直接或间接相连的地下管道和电缆；

4）高空接地线、中性线或者其他接地回路。

由于 $S_f$，对称电网电流 $I_g$ 和最大电网电流 $I_G$ 都与故障位置密切相关。如果忽略上述第3）条和第4）条中的额外接地路径，电流分支系数（基于远端电流和本地电流分布）可以采用传统的对称分量法来计算。然而，考虑到未来系统扩展的可能性，用这种方法计算电流 $I_g$ 似乎过于保守。

IEEE－80 标准为不同的接地电网电阻和系统状态提供了一系列的电脑仿真曲线，以便来确定电网电流。根据这些分支电流曲线可确定出电网的最大电流。用最大电网电流来替代最大故障电流将会全面减少接地电网系统的成本。

### 11.3.5 设计等式的应用

上述等式仅限于均一的土壤电阻率、相等的电网跨距、特定的埋藏深度以及地理布局相对简单的电网系统。从1961年至2000年不同的修订版本中可以看出，安全设计的基本要求并没有改变。IEEE－80 标准中的等式会随着技术的不断发展而更加完善。

为了适应不均一的土壤电阻率以及复杂的地理布局，需要使用更加成熟的计算机技术来设计变电站接地电网系统。某些商业电脑软件可以用来优化布局，计算不均一的电网跨距和实际系统布局（包括高空线、中性导线、地下设备等）的最大电网电流。电脑软件也可以用来处理一些与护栏、电厂中互联变电站的接地系统、客户变电站特殊的问题以及其他状况。

### 11.3.6 导体的选择

#### 11.3.6.1 材料

接地系统中的每一个元件，包括栅极导体、连接元件、连接导线和所有重要的主电极元件都需要仔细设计，为了达到预期的安装效果，元件需要满足以下要求：

1）要有足够的导电性，使其大体上不会增大当地电压差；

2）在最大故障电流和持续故障电流不利的情况下，不会熔化或机械退化；

3）必须机械可靠和耐用；

4）即使在易腐蚀和多次持续操作的情况下，依然可以正常运行。

铜常作为接地材料，与其他材料相比，铜除了具有高导电性外，还不易被腐蚀，通常埋于周边地区。

铜包钢线通常用作接地棒，有时也用作电网导体，特别是用于容易被盗的地区。铜导线或较低等级的铜包钢线的应用，可以保障完整的地下网络的长期使用，且导体不会损坏，同时，土壤条件不会对所用材料造成腐蚀。铝材料很少用于接地电网，尽管对于具有铝或铝合金附件的镀锌铁皮设备来说，选择铝材料是自然的选择，但是也要考虑到以下不利因素：

1）在有些土壤中，铝材料容易被腐蚀，对于实际的接地目的来说，已被腐蚀

的铝材料不具有导电性。

2）在有些情况下，交变电流引起的逐渐腐蚀也是一个必须注意的问题。

因此，若想使用铝材料，必须对各种情况作全面的调查。虽然铝和钢都可以缓解其他地下设备的腐蚀问题，但是，对于其他某些材料来说（包括钢），铝通常作为阳极，若在电解液中与之相连，铝材料会腐蚀自身以保护其他材料。如果选择铝材料，则宜选用高纯度的电导体而不是大部分的合金。钢可以用作接地网络和接地棒，当然，在设计的时候也要考虑钢材料的腐蚀问题。典型的钢材料接地网络通常选用镀锌的抗腐蚀钢材料，并结合阴极的保护。

铜导线或者铜包钢线网络与埋于地下的钢元件、钢管和某些电缆包皮层的铅合金形成了一个原电池。这种原电池可以阻碍后者的腐蚀。某些电力企业已尝试使用镀锡铜材料，因为与钢材料或者镀锌材料相比，镀锡铜材料可以降低 50% 的电池电位，此外，与铅材料相比，其能有效地减小电池电位。但是，镀锡铜导体的应用也会带来一些不利因素，即土壤中的化学元素会加速裸露铜导线的自然腐蚀。以下是其他一些常用的方法：

1）用涂层，例如用塑料袋、沥青混合物等来对腐蚀的金属表层进行绝缘；

2）设计地下金属元件的线路时，尽量将铜导体与无涂层的金属材料制成的水管线或者其他相似的物体以合适的角度交错布置，并且在距离较短的地方应用绝缘涂层，通常用在管道上；

3）使用牺牲阳极法或者外加电流阴极保护法来对阴极进行保护；

4）使用非金属的管道。

#### 11.3.6.2　导体尺寸因数

导体尺寸因数包括对称电流、非对称电流、限制温度值（不会对其他设备造成损害的最高温度值）、机械可靠性、暴露于腐蚀环境中以及未来接地系统电流的增大。下面对对称电流和非对称电流进行一些描述。

#### 11.3.6.3　对称电流

式（11.34）和式（11.35）可以求得接地导体温度的短时升高，或需要的导体参数，例如导体电流[25]，这些等式可以用于估测任何已知材料常数的导体载流量。式（11.34）和式（11.35）用于求解对称电流（没有直流补偿）。

$$I = A_{\mathrm{mm}^2}\sqrt{\left(\frac{\mathrm{TCAP}\cdot 10^{-4}}{t_c\alpha_r\rho_r}\right)\ln\left(\frac{K_0+T_m}{K_0+T_a}\right)} \tag{11.34}$$

式中　$I$——均方根电流（kA）；

$A_{\mathrm{mm}^2}$——导体横截面积（$\mathrm{mm}^2$）；

$T_m$——最高允许温度（℃）；

$T_a$——环境温度（℃）；

$\alpha_r$——在参考温度 $T_r$ 下的电阻率的导热系数（1/℃）；

$\rho_r$——在参考温度 $T_r$ 下的接地导体的电阻率（mΩ · cm）；

$K_0 = 1/\alpha_0$ 或$(1/\alpha_r) - T_r$(℃)；

$T_r$——材料常数的参考温度（℃）；

$\alpha_0$——电阻率的导热系数（1/℃）；

$t_c$——电流持续时间（s）；

TCAP——单位体积的热容量(J/(cm$^3$℃))。

注意：$\alpha_r$、$\rho_r$ 都是在同一参考温度 $T_r$℃下获得的参数。如果导体尺寸参数以kcmils（$mm^2 \times 1.974 = kcmils$）单位给出，则式（11.34）变成：

$$I = 5.07 \cdot 10^{-3} A_{kcmil} \sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \tag{11.35}$$

#### 11.3.6.4 非对称电流：递减因子

考虑到在一些情况下需要对故障电流进行直流补偿，对称电流的等效值 $I_F$（代表在全部的故障持续时间 $t_c$ 内的非对称电流的均方根值）可以通过含有递减因子 $D_f$ 的函数求得，其中递减因子可以由式（11.37）求得，与式（11.34）和式（11.35）相比，此函数更为常用。

$$I_F = I_f \cdot D_f \tag{11.36}$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f}(1 - e^{-2t_f/T_a})} \tag{11.37}$$

式中 $t_f$——故障持续时间（s）；

$T_a$——直流补偿时间常数（s）；

$[T_a = X/(\omega R)$；当60Hz，$T_a = X/(120\pi R)]$。

$I_F$ 的最终计算值通常比 $I_f$ 大，这是因为递减因子是基于交流元件没有时间延时且其起始瞬时值为常数的保守假设。

递减因子取决于2个因素，其一为给定的故障类型，是故障地点的系统 $X/R$ 的比值；其二为故障的持续时间。当 $X/R$ 比值越大且故障持续时间越短时，递减因子就越大。当 $X/R$ 的比率小于5且故障持续时间大于1s时，直流补偿的作用可以忽略。

### 11.3.7 连接点的选择

不管是地上接地网络还是地下接地网络中的连接点，都应该进行评估以满足所选用的导体满足相同的一般要求，包括电导率、抗腐蚀性、载流量和机械强度。为了使连接点的温升低于导体的温升、可以承受加热设备的影响、承受由最大故障电流产生的电磁应力所导致的机械应力，并且能够长时间的抗腐蚀，连接点必须有足够的规模和强度。

IEEE－837标准（变电站接地网络中永久性连接点的要求）为变电站接地系统中的永久性连接点的应用和测试提供了一些细节信息。符合IEEE－837标准的

接地连接点必须和特定的导体在导体尺寸、范围以及材料上保持一致的标准。

## 11.3.8　变电站围墙的接地

由于公众、儿童以及成年人可能会接触到变电站的围墙，所以围墙的接地是很重要的。在对变电站接地系统进行设计时，应将围栏的接触电势控制在接触电势的计算容许极限内。围栏周围通常不考虑跨步电位，但是也要对其进行实地测试以确保不存在此类问题。变电站围墙接地有许多不同的方法。设计变电站围墙时，可以接地网络内部与其相连接、在接地网络外部与其连接、接地网络外部不与其相连，或者通过栏栅柱独立接地。IEEE－80 标准为各种不同的接地情况都作了详细的分析。在选择不同的围墙接地方式时，有一些安全因素必须考虑在内。

## 11.3.9　其他设计方法

在设计变电站接地系统时，有一些其他的因素在这里并没有涉及，包括对设计的优化、地下管道和电缆的影响以及特殊区域需要注意的问题，其中包括电缆接地、避雷器接地、转移电位以及安装问题。

## 参 考 文 献


1. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std. 80-2000, IEEE, Piscataway, NJ, 2000.
2. Sverak, J.G., Simplified analysis of electrical gradients above a ground grid: Part I—How good is the present IEEE method? *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, 103, 7–25, 1984.
3. Thapar, B., Gerez, V., and Kejriwal, H., Reduction factor for the ground resistance of the foot in substation yards, *IEEE Trans. Power Delivery*, 9, 360–368, 1994.
4. Dalziel, C.F. and Lee, W.R., Lethal electric currents, *IEEE Spectrum*, 6, 44–50, February 1969.
5. Dalziel, C.F., Threshold 60-cycle fibrillating currents, *AIEE Trans. Power Appar. Syst.*, 79, 667–673, 1960.
6. Dalziel, C.F. and Lee, R.W., Reevaluation of lethal electric currents, *IEEE Trans. Ind. Gen. Appl.*, 4, 467–476, 1968.
7. Biegelmeier, U.G. and Lee, W.R., New considerations on the threshold of ventricular fibrillation for AC shocks at 50–60 Hz, *Proc. IEEE*, 127, 103–110, 1980.
8. Thapar, B., Gerez, V., Balakrishnan, A., and Blank, D., Simplified equations for mesh and step voltages in an AC substation, *IEEE Trans. Power Delivery*, 6, 601–607, 1991.
9. Rüdenberg, R., Basic considerations concerning systems, *Eloktrotech. Z.*, 11–12, 1926.
10. Sunde, E.D., *Earth Conduction Effects in Transmission Systems*, Macmillan, New York, 1968.
11. Wenner, F., A method of measuring earth resistances, Rep. 258, *Bull. Bur. Stand.*, 12, 469–482, 1916.
12. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System*, IEEE Std. 81-1983, IEEE, Piscataway, NJ, 1983.
13. Blattner, C.J., Study of driven ground rods and four point soil resistivity data, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-101(8), 2837–2850, August 1982.
14. Dawalibi, F. and Mukhedkar, D., Influence of ground rods on grounding systems, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-98(6), 2089–2098, November/December 1979.

15. Tagg, G.F., *Earth Resistances*, Pitman, New York, 1964.
16. Endrenyi, J., Fault current analysis for substation grounding design, *Ont. Hydro Res. Q.*, 2nd Quarter, 1967.
17. Sebo, S.A., Zero sequence current distribution along transmission lines, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-88, 910–919, June 1969.
18. Verma, R. and Mukhedkar, D., Ground fault current distribution in substation, towers and ground wire, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-98, 724–730, May/June 1979.
19. Garrett, D.L., Determination of maximum ground fault current through substation grounding system considering effects of static wires and feeder neutrals, *Proceedings of Southeastern Electric Exchange*, Atlanta, GA, 1981.
20. Dawalibi, F., Ground fault current distribution between soil and neutral conductors, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-99(2), 452–461, March/April 1980.
21. Meliopoulos, A.P., Papalexopoulos, A., and Webb, R.P., Current division in substation grounding system, *Proceedings of the 1982 Protective Relaying Conference*, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, May 1982.
22. Sebo, S.A. and Guven, A.N., Analysis of ground fault current distribution along underground cables, *IEEE Trans. Power Delivery*, PWRD-1, 9–18, October 1986.
23. Nahman, J. and Salamon, D., Effects of the metal sheathed cables upon the performance of the distribution substation grounding system, *IEEE Trans. Power Delivery*, 7, 1179–1187, July 1992.
24. Sobral, S.T., Costa, V., Campos, M., and Mukhedkar, D., Dimensioning of nearby substations interconnected ground system, *IEEE Trans. Power Delivery*, 3(4), 1605–1614, October 1988.
25. Sverak, J.G., Sizing of ground conductors against fusing, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, 100, 51–59, 1981.
26. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding*, IEEE Std. 837-1989 (reaffirmed 1996), IEEE, Piscataway, NJ, 1996.

# 第 12 章　变电站防雷[㊀]

12.1　雷击保护……………………………… 217
设计问题
12.2　雷电参数……………………………… 218
雷击距离 · 雷击电流幅值 · 雷电活动水平 · 雷击大地密度 · 雷电探测网
12.3　经验设计方法………………………… 221
固定角度 · 经验曲线
12.4　电气几何模型（EGM）　……… 225
经典电气几何模型法 · 经典电气几何模型法的改进 · 电气几何模型法的评论 · EGM 的修正 · 基于滚球法的 EGM 的应用 · 多屏蔽电气元件 · 电压水平的变化 · 最小的雷击电流 · 基于 Mousa 和 srivastava 方法修正 EGM 的应用
12.5　失效概率计算………………………… 236
12.6　有源防雷接线端子…………………… 236
参考文献…………………………………… 236

Robert S. Nowell（已退休）
Commonwealth
Associates，Inc.

## 12.1　雷击保护

变电站的设计涉及到安装仪器、保护装置及设备等。为使投资有价值且设备能持续可靠运行，应积极应对入侵变电站设施的威胁（短暂性）。这些威胁可以是开关受到电流冲击，输电线受雷击，或者雷电直击变电站设施等。包括雷电在内的这三种冲击方式的起因和机理详见《电气工程手册》（CRC 出版社 2001）的第 10 章。本节重点关注为给变电站提供有效的防雷保护的设计过程（可使带电导体终端雷电流不超过临界振幅［降低边界值］），以防止雷电直击变电站。

㊀ 本章的大部分篇幅和所有用到的图都由变电站委员会中的防雷工作组完成——IEEE 电力系统协会，出版的形式为 IEEE std. 998－1996（R2002），IEEE 变电站直击雷防护导则，电气与电子工程师协会，Inc.，1996. IEEE 声明导则均用描述的方式进行编写。重版需 IEEE 授权，作者自 1987 年以来就为该工作组的成员。

### 12.1.1 设计问题

为了给变电站或设备设计防雷系统，工程师必须要克服雷击现象中出现的一些不可预测的因素，可能的因素如下：

1）不可预测的、概率性的闪电；

2）由于发生在变电站的雷击是不规律性，这会导致相关数据的缺乏；

3）在对系统做详细节分析时，要对很多综合因素及经济因素进行设计。

并没有人知道如何利用一个坚固的金属外壳将设备完全封闭起来。越是对屏蔽系统进行详细的分析，越是会出现很多的不确定性、复杂性并导致成本的增加，所以在实际设计中要对其进行简化处理，尤其对于低压设施而言。由于特高压（EHV）的重要性以及其组成原件均为昂贵设备，所以通常都会经过更加复杂的研究去确定其风险和成本效益。

由于上述因素的影响，在保护系统中可以使用下述步骤：

1）评价被保护设备的重要性及其价值；

2）调查雷暴在变电站设备区域的严重性以及发生的频率和变电站露天的相关情况；

3）结合上述评价选择合适的设计方法，然后制定出合适的保护系统；

4）评估设计的有效性以及其成本。

下述段落及参考资料有利于工程师更好地执行上述步骤。

## 12.2 雷电参数

### 12.2.1 雷击距离

回击电流幅值和雷击距离（最后的雷击长度）是相互关联的。雷击距离可以利用下列方程求得：

$$S = 2I + 30\left(1 - e^{-\frac{1}{6.8}}\right)\text{ Darveniza et al. (1975)} \tag{12.1}$$

$$S = 10I^{0.65}\text{ Anderson (1987); IEEE (1993)} \tag{12.2}$$

$$S = 9.4I^{2/3}\text{ Whitehead (1974)} \tag{12.3}$$

$$S = 8I^{0.65}\text{ IEEE (1985)} \tag{12.4}$$

$$S = 3.3I^{0.78}\text{ Suzuki et al. (1981)} \tag{12.5}$$

式中 $S$——雷击距离（m）；

$I$——回击电流幅值（kA）。

虽然上述等式看上去可能不确定，且等式个数是参数的两倍多，但是，目前的闪电研究者倾向于使用式（12.4）计算雷击距离。例如，Anderson 在 1975 年出版的传输线参考书（1987）中采用了式（12.2），但是现在感觉式（12.4）更加准确。Mousa（1988 年）也支持这种形式的方程。式（12.4）也可以表述为：

$$I = 0.041S^{1.54} \tag{12.6}$$

由上式可知，回击电流可以用雷击距离来表示。

## 12.2.2　雷击电流幅值

因为雷击电流和雷击距离是相关的，因此雷击电流幅值的分布受到很多学者的关注。雷击到架空地线、导体、设备以及杆塔的雷击电流均值通常取为 31kA（Anderson，1987 年）。1987 年，Anderson 给出了任何雷击电流超越峰值电流的可能性方程，如下：

$$P(I) = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}\right]} \tag{12.7}$$

式中　$P(I)$ ——任何雷击电流超越峰值电流的可能性；

$I$ ——雷击所确定的峰值电流（kA）。

1989 年，在可收集到的观察数据的基础上，Mousa 的研究结果表明，雷击与地面之间的雷击电流均值为 24kA 与这些观察数据之间具有最佳的相关性。利用雷击电流均值，任何雷击电流超越峰值电流的可能性可以表示为：

$$P(I) = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{I}{24}\right)^{2.6}\right]} \tag{12.8}$$

其中，符号具有与上式相同的含义。

图 12.1 表示的是式（12.8），图 12.2 表示的是在横坐标区间内的雷击可能性的变化。

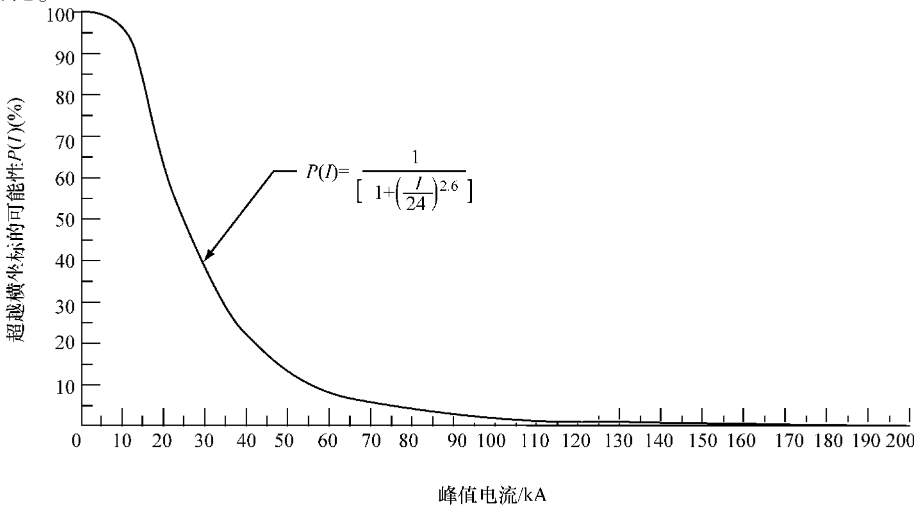



图 12.1　雷击地面时，雷电流值超过横坐标的概率（来源于 IEEE Std. 998—1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许）。（IEEE Std. 998－1996. 已获许可）

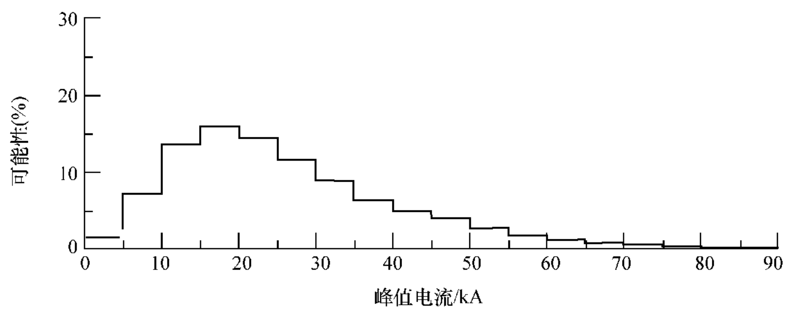



图 12.2　雷击到地面的雷击电流范围变化的可能性（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许可）

## 12.2.3　雷电活动水平

雷电活动水平定义为指定地区年平均雷暴日数或者小时数。具有雷暴活动水平的一天称为雷暴日，所以在雷暴日内一定是可以听到雷声的。该定义并没有指明在24h内听到多少次雷声。换句话说，如果在任何一天听到至少一次雷声，这一天仍然归类为一个雷暴日（或打雷日）。美国地区的年均雷暴活动水平可以通过参考雷暴地图来确定，雷暴地图可以表示出相等的雷暴活动水平线。图 12.3 给出了美国的年平均雷暴日。

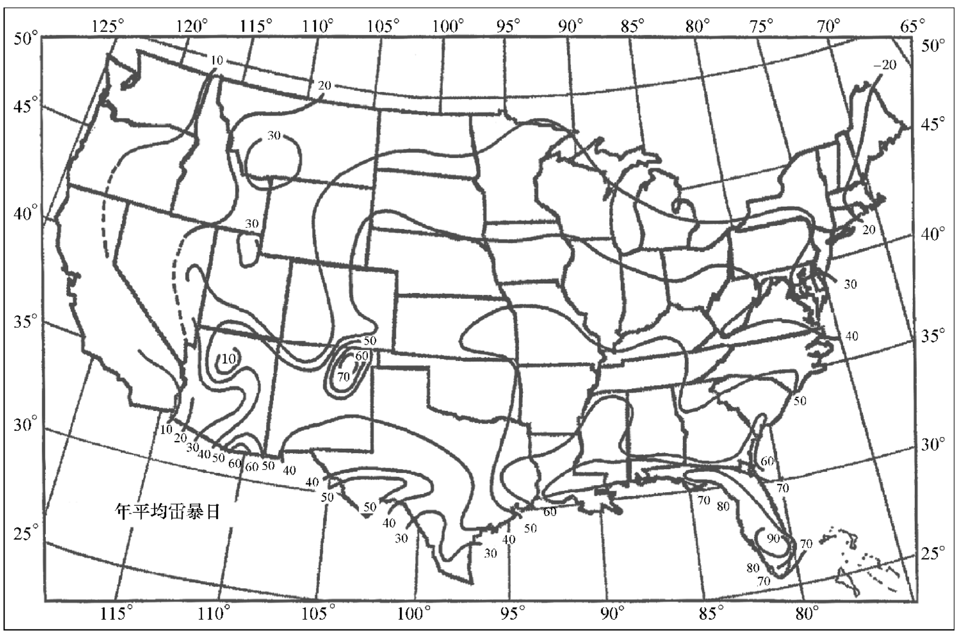



图 12.3　美国年平均雷暴日（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已认可）

### 12.2.4　雷击大地密度

雷击大地密度（GFD）定义为在特定地区的每单位面积每单位时间的平均雷击数量。通常假定地面、变电站、输电或配电线路的雷击大地密度大致与雷电活动水平呈正比。如果以雷暴日为基准，那么可以使用下列等式（Anderson，1987）：

$$N_k = 0.12T_d \tag{12.9}$$

或者

$$N_m = 0.31T_d \tag{12.10}$$

式中　$N_k$——每年每平方千米雷击大地密度；

$N_m$——每年每平方米雷击大地密度；

$T_d$——平均每年雷电活动水平，即年平均雷暴日。

### 12.2.5　雷电探测网

目前这项新技术正在被加拿大和美国采用，同时加拿大和美国也承诺会提供关于雷击大地密度和雷击特征更精确的信息。各国对于闪电图像的研究一直在进行，并且欧洲、非洲、澳大利亚以及亚洲经过十几年的研究已经在该领域取得了一定的进展。目前，在横跨加拿大和美国的区域已经安装了一个测向接收站网络，其借助接收站之间的三角测量以及对信号的计算机处理，可能可以找出每个雷电放电的位置。迄今为止，已经检测并绘制出数以亿万的雷电。

现已经可以通过已有的数据绘制出雷电大地密度图，但是每年的雷阵雨发生的频率和地点均存在变化，所以这可能需要花费很长时间去收集数据才能达到显著的效果。某些电力公司充分利用该项技术检测雷阵雨的路径，并在其系统中绘制雷击的位置。该信息对于派遣人员到故障点且在短时间内排除由雷电造成的故障是非常有用的。

## 12.3　经验设计方法

为了防止雷击变电站，一直以来采用的经典设计方法有两个：

1）固定角度；

2）经验曲线。

通常而言，这两种方法可以提供可靠的保护。

### 12.3.1　固定角度

固定角度的设计方法是使用垂直角度来确定屏蔽线或电杆的数量、位置以及高度。图 12.4 所示的研究对象为屏蔽线，图 12.5 所示的研究对象为屏蔽电杆。固定角度可以通过闪电暴露的程度、受保护变电站的重要性以及变电站的地理区域来确

定。角度 $\alpha$ 通常为45°。$\beta$ 角通常为30°和45°（举例计算中针对低压和高压变电站使用的固定角度是通过 IEEE Std. 998－1996（R2002）的附录 B 给出的）。

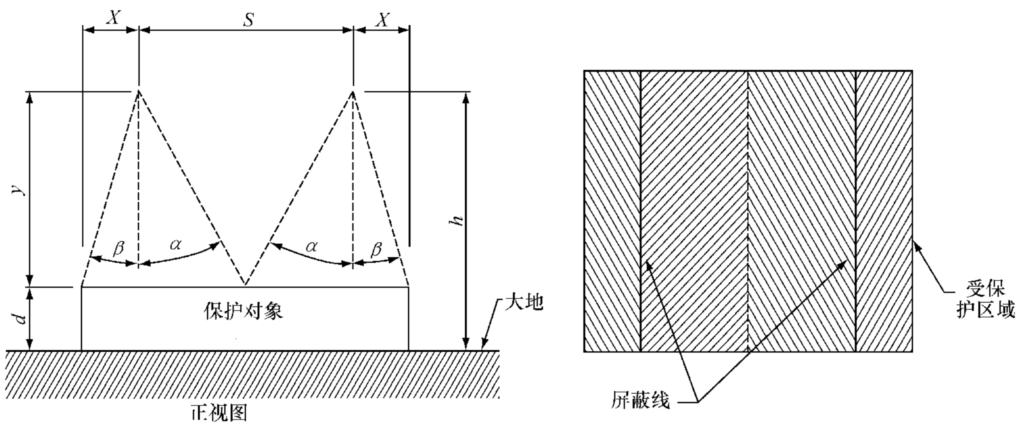



图 12.4　屏蔽线的固定角度（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许）

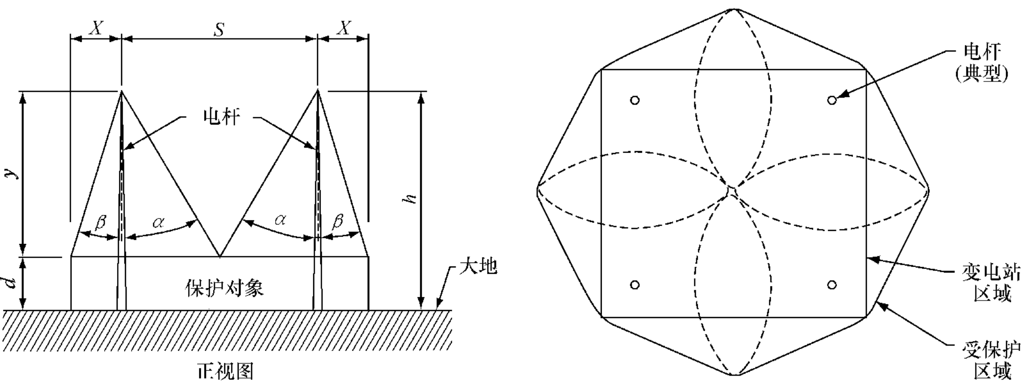



图 12.5　电杆的固定角度（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许）

## 12.3.2　经验曲线

基于对闪电的研究以及实验模型的测试，经验曲线已经发展到可以确定屏蔽电线和电杆的数量、位置以及高度（Wagner et al.，1941a，b；Wagner，1942）。设计该曲线的目的是为了求取 0.1%、1.0%、5.0%、10% 以及 15% 屏蔽失败率下受保护对象的高度。设计中通常使用的是 0.1% 的失败率。图 12.6 和图 12.7 所示为

各种受保护对象的高度 $d$。经验曲线法也被称为 Wagner 方法。

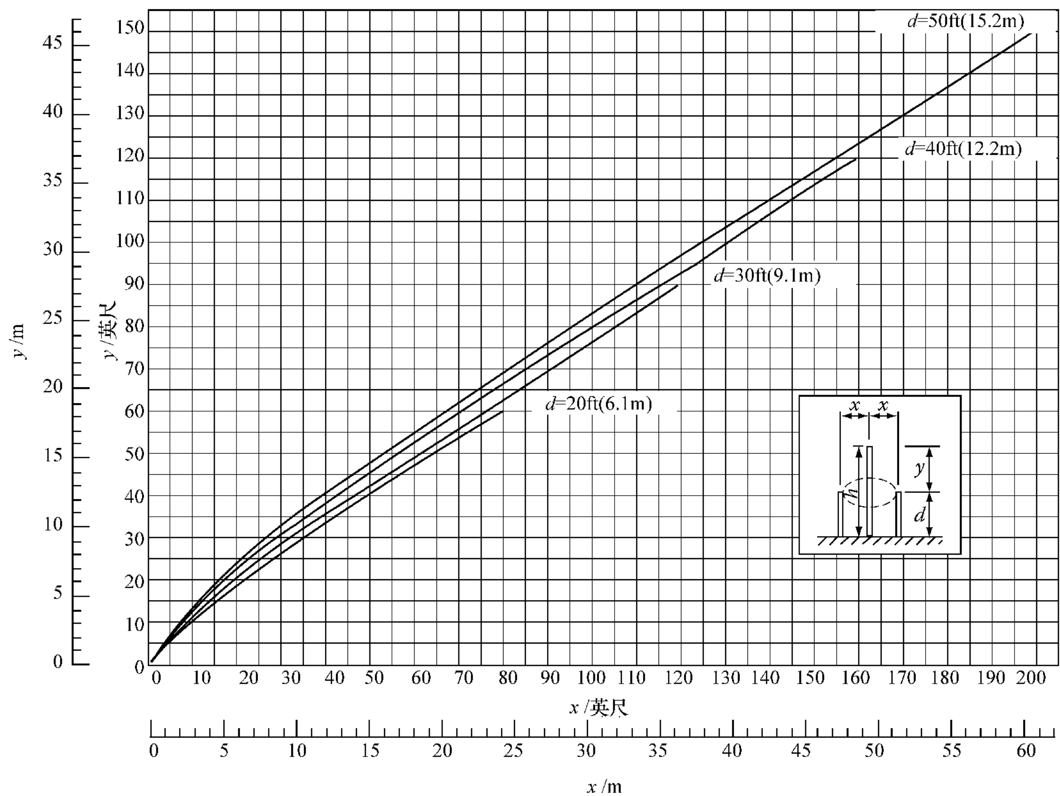



图 12.6　0.1%失败率下，单一电杆的保护。电杆的高度 $y$ 要高于受保护对象的高度，$x$ 表示水平间距，$d$ 表示受保护对象的高度（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

### 12.3.2.1　雷击电杆保护区

图 12.8 和图 12.9 显示了由两个或更多的屏蔽电杆保护的区域（Wagner et al.，1942）。如果使用两个电杆来保护某个区域，那么从经验曲线导出的数据所得到屏蔽信息针对的只是 B 点，即两个电杆之间的中点，以及以电杆为圆心，半径为 $x$ 的半圆上的点，如 12.8a 图所示。图 12.8a 所示的轨迹是通过以电杆为圆心，半径为 $x$ 的半圆以及半圆与 B 点的连接所绘制的，该轨迹代表的是在所选择失败率下保护范围的极限。也就是说，任意一个落在这个交叉区域的点的失败率应该小于 0.1%，点落在交叉区域外的失败率应该大于 0.1%。图 12.8b 所示为间距为 $S$ 的 4 个电杆的情况，和图 12.8a 类似。

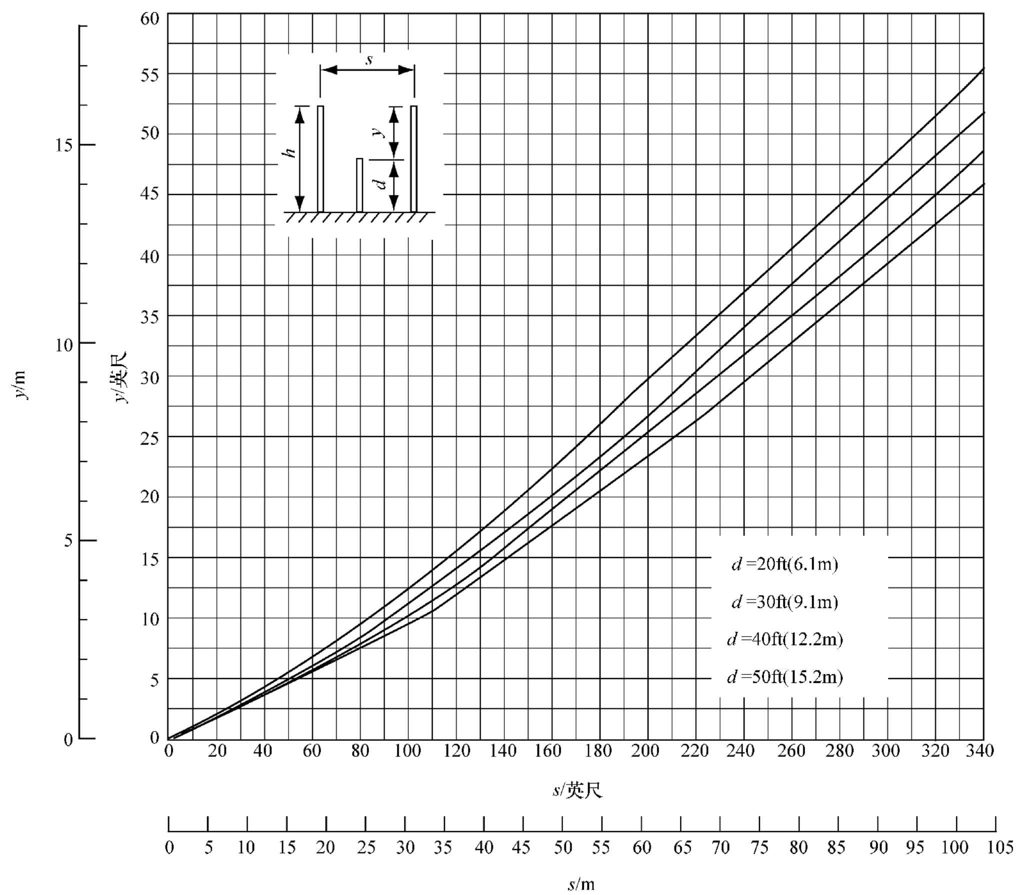



图 12.7　0.1% 失败率下，两个电杆保护单一对象，保护区域没有重叠。电杆的高度 $y$ 要高于受保护对象的高度，$x$ 表示水平间距，$d$ 表示受保护对象的高度（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

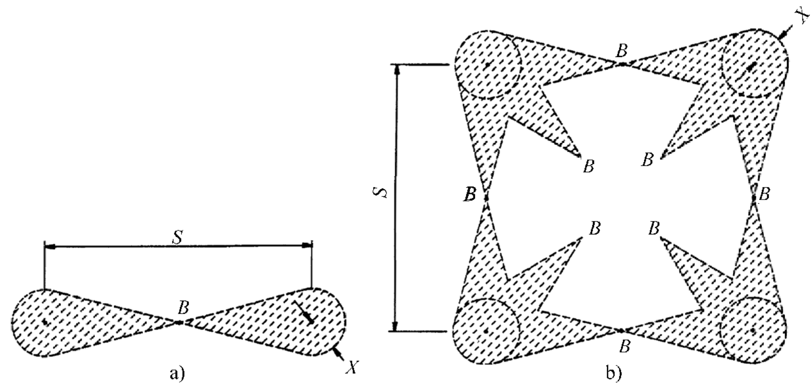



图 12.8　在图 12.5 中的两个电杆的保护区域和四根电杆的保护区域（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

可以通过拉近电杆之间的距离来增大保护的范围，如图 12.9 所示。在图 12.9a 中，若考虑叠加的保护区域部分，实际上其与图 12.8a 的保护区域是一样的。在图 12.9a 中，距离 $S'$是图 12.8a 中距离 $S$ 的 1/2。为了估计重叠的宽度 $x'$，首先要得到 $y$ 的值，即两倍的 $S'$。然后，借助图 12.6，用 $y$ 的值来确定 $x'$的值。在图 12.9 中，将 $x$ 作为重叠宽度 $x'$的估计值。如图 12.9b 所示，四个电杆所形成的雷击保护区中失败率大于 0.1% 的区域很显然是变小的。（举例计算中针对低压和高压变电站使用的经验曲线是通过 IEEE Std. 998 – 1996（R2002）的附录 B 给出的）。

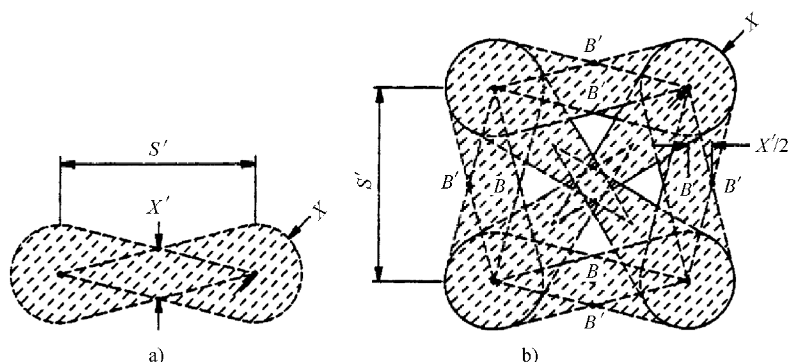



图 12.9 在图 12.5a）中所示的两个电杆的保护区域，图 12.5b）中所示的四根电杆的保护区域（IEEE Std. 998 – 1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

## 12.4 电气几何模型（EGM）

迄今为止，使用经典方法（固定角度和经验曲线）开发的屏蔽系统来确定变电站直击雷保护的必要屏蔽区域，已经起到了一个相当重要的保护效果。然而，多年来随着电压水平的提高（导致设备和导体的高度也随之增加），传统的屏蔽设计方法已经逐渐变得不太适用。因此这就促使了电气几何模型的不断发展。

### 12.4.1 经典电气几何模型法

1960 年，Anderson 开发了一个计算机程序，该程序是基于 Monte Carlo 法对（1961）输电线路防雷性能进行的计算。该方法与实际线路性能之间具有良好的相关性。经典电气几何模型的版本是在 1963 年被 Young 等人开发出来的，但是随着研究不断的进行，很快就出现了新的模型。Whitehead（1971）开展了一个非常重要的研究项目。Whitehead 的工作包括研究受到直击雷的传输系统的理论模型、关于输电线性能的解析表达式的进一步发展以及基于数据基础验证其理论模型及分

析。该模型的最终版本是由 Gilman 和 Whitehead 于1973年出版的。

### 12.4.2 经典电气几何模型法的改进

Sargent 利用 Monte Carlo 模型，在防雷性能（1972b）方面做出了重要贡献，他的工作重心主要是高层建筑的雷击（1972a）。Sargent 表示，设备受到雷击的频率分布依赖于设备的高度以及其类型（电杆与电线）。1976年，Mousa 扩展了经典电气几何模型（开发目的是将其应用于输电线）在变电站设施方面的应用。

### 12.4.3 电气几何模型法的评论

1978年 Eriksson 的报告以及1980年 Anderson 和 Eriksson 的报告显示了 EGM 存在明显的误差，从而使人们开始怀疑这种模型。然后，Mousa（1988）表明该明显的误差确实存在，不过可以采用改善后的电气几何模型去消除误差。目前，大多数研究者承认了 EGM 在设计雷击屏蔽系统方面的有效性。

### 12.4.4 EGM 的修正

Mousa 和 Srivastava（1986，1988）研发了修正的 EGM。EGM 应用的两种方法分别是基于滚球法的修正版本（Lee，1979，1978；Orell，1988）和 Mousa 和 Srivastava 给出的方法（1988，1991）。

修正的 EGM 模型不同于经典的 EGM 模型，其不同点表现在以下几个方面：

1）假定雷击以垂直方向下落。（已经发现 Whitehead 的假定是雷击以随意角度下落的，该假设在分析上是不必要的复杂化［Mousa 和 Srivastava，1988］）

2）需要考虑到电杆、电线以及接地平面的雷击距离的不同。

3）24kA 作为雷击电流的均值（Mousa 和 Srivastava，1989）。该选择基于最初的雷击到地面的频率分布。通过现场观察，该值非常适用于 EGM。

4）这个模型并不依赖于雷击距离公式（式（12.1）~式（12.6））。因为进一步的研究很可能导致对这些公式的进一步修正。该参数的最佳估计值是可以利用的。

#### 12.4.4.1 修正的 EGM 的说明

之前，最终雷击距离和雷击电流的大小是相互关联的，式（12.4）表示两者之间关联的最佳近似函数。系数 $k$ 表示到达电杆、屏蔽线以及地面的不同的雷击距离。式（12.4）通过系数 $k$ 可以重新修正为：

$$S_m = 8kI^{0.65} \tag{12.11}$$

或者

$$S_f = 26.25kI^{0.65} \tag{12.12}$$

式中 $S_m$——雷击距离（m）；

$S_f$——雷击距离（ft）；

$I$——雷电回击电流（kA）；

$k$——系数，表示到达电杆、屏蔽线以及地面的不同的雷击距离的影响。

Mousa（1988）提出，对于雷击到电线或者地面的情况，$k=1$；对于雷击到电杆的情况，$k=1.2$。

雷击产生的电流幅值所涉及的区段比较宽，如图 12.1 所示。EGM 理论表明，屏蔽线或者电杆的受保护区域依赖于雷击电流的幅值。如果对于雷击电流 $I_s$，屏蔽线可以保护导体，那么对于雷击电流小于 $I_s$ 的情况，雷击距离将缩短，从而导致该屏蔽线可能并不能够保护导体。反过来说，在雷击电流大于 $I_s$ 的情况下，同样的屏蔽装置将提供更大的保护区域，因为此时雷击电流大于 $I_s$ 的情况会使得雷击距离增大。当雷击电流小到某一个临界值，刚好这个临界值可以穿透屏蔽系统并到达受保护的导体，此时绝缘系统一定要能够承受所产生的电压且不发生闪络现象。换句话说，屏蔽系统应该可以拦截大小为 $I_s$ 甚至更大的雷击电流，从而避免绝缘发生闪络现象。

#### 12.4.4.2　允许的雷击电流

在说明如何利用 EGM 来设计变电站设备的保护区域之前，需要介绍一些其他的关系。总线绝缘子通常需要选择能够承受基本雷电冲击的水平（BIL）。还可以根据其他的电气特性对绝缘子进行选择，包括负极性脉冲临界闪络（CFO）电压。如果通过雷击电流流入变电站总线的波阻抗所产生的电压超过其所能承受的值，那么就会发生闪络。这可以通过 Gilman 和 Whitehead 方程（1973）来表示：

$$I_S = \mathrm{BIL} \times \frac{1.1}{\frac{Z_S}{2}} = 2.2(\mathrm{BIL})/Z_S \tag{12.13}$$

或者

$$I_S = 0.94 \times \mathrm{C.F.O.} \times \frac{1.1}{\frac{Z_S}{2}} = 2.068(\mathrm{C.F.O.})/Z_S \tag{12.14}$$

式中　$I_S$——允许的雷击电流（kA）；

BIL——基本雷电冲击水平（kV）；

C. F. O. ——需要考虑的绝缘负极性脉冲临界闪络（CFO）电压（kV）；

修正因子 1.1 是考虑到与直接接地系统相比，导体中的雷击电流在到达终端时有所衰减（Gilman and Whitehead，1973）。

针对支柱绝缘子而言，式（12.14）中，变量 C. F. O 降低了 6% 是为了产生一个与支柱绝缘子上的电动力 BIL 大致相当的反作用力。

#### 12.4.4.3　绝缘子串的承受电压

变电站支柱绝缘子的 BIL 值可以在供应商提供的目录中找到。下面给出了一种计算绝缘子串承受电压的方法。承受电压以 kV 为单位，可以计算出 2μs 和 6μs 时

的承受电压，如下所示：

$$V_{I2} = 0.94 \times 820\omega \tag{12.15}$$

$$V_{I6} = 0.94 \times 585\omega \tag{12.16}$$

式中 $\omega$——绝缘子串（或者气隙）的长度（m）；

0.94——承受电压与 C. F. O 电压的比值；

$V_{I2}$——2μs 时，承受电压值（kV）；

$V_{I6}$——6μs 时，承受电压值（kV）；

式（12.16）被推荐用于 EGM。

## 12.4.5 基于滚球法的 EGM 的应用

之前说过，只需要给设备提供可以承受所有雷击电流大于 $I_s$ 情况下雷击的屏蔽，就不会导致母线的闪络。当雷击电流小于 $I_s$ 时，是允许进入保护区的，因为此时设备可以承受 BIL 设计水平以下的电压。这里通过三个水平的雷击电流：$I_s$、雷击电流大于 $I_s$ 以及雷击电流小于 $I_s$ 来加以说明。首先，考虑雷击电流为 $I_s$ 的情况。

### 12.4.5.1 雷击电流为 $I_s$ 的保护

$I_s$ 是利用式（12.13）或式（12.14）计算出来的，该电流产生的电压刚好是绝缘设备所能承受的电压。将 $I_s$ 带入式（12.11）或者式（12.12），可以算出对应雷击电流的雷击距离 $S$。1977 年，Lee 开发出一种基于电气几何模型的简化技术，以此来屏蔽建筑和工厂（1978，1982，1979）。Orrell 扩展了该技术，该技术特别适用于对电力变电站的屏蔽保护（1988）。Lee 所开发的技术被人们称为滚球法。下图利用了滚球法。该方法采用了一个简化假设，即到地面、电杆或者导线的雷击距离是相同的。基于该假设，滚球法可以根据修正的 EGM 进行更新。

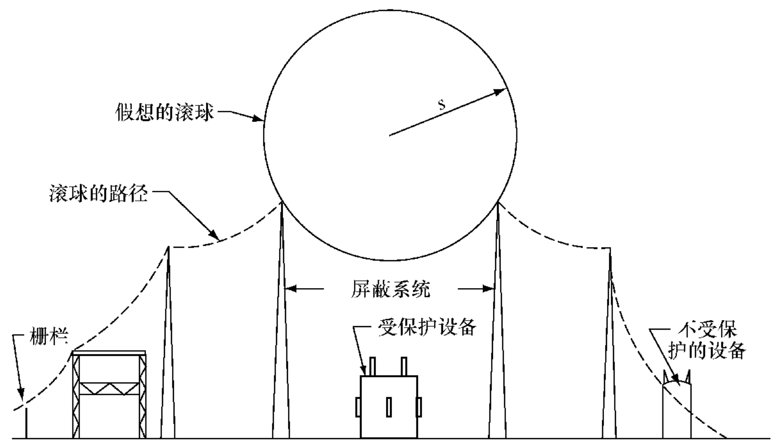



图 12.10 滚球原理（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许）

将滚球法应用在变电站的表面，滚动一个假想的以半径为 $S$ 的圆。该圆滚过的电杆、屏蔽线、变电站围墙以及其他接地的金属设备是可以对其提供雷击防护的。也就是说，如果一块设备区在这个圆的曲线以下，那么这些设备在受到直击雷时是受到保护的。圆内或其表面上的设备是不受保护的。图 12.10 描述了上述基本概念。

若对雷击电流 $I_s$ 的保护进行进一步的讨论，首先需要考虑只有单一电杆的情况。图 12.11 所示为单一变电站屏蔽电杆、接地平面、雷击距离以及保护区域的几何模型。图 12.11 画出了一个半径为 $S$ 的圆弧，它和屏蔽电杆以及地面相接触。当雷击电流为 $I_s$ 时，这条弧线下的所有点都受到保护，这些点构成受保护的区域。下面将介绍圆弧的绘制方法（如图 12.11 所示）。在高于地平面 $S$（雷击距离可通

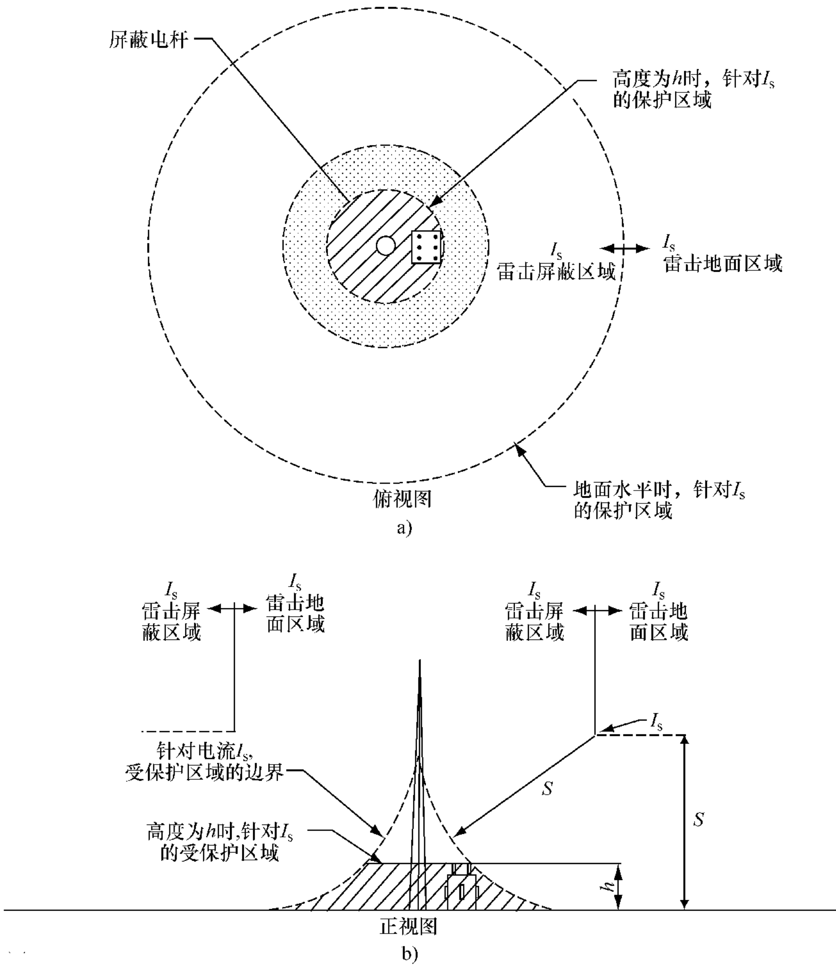



图 12.11　雷击电流为 $I_s$ 的屏蔽电杆保护（IEEE Std. 998 - 1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

过式（12.11）或者式（12.12）得到）的距离用虚线绘制一个与地平面平行的线。这个半径为 $S$ 的圆弧的中心位于虚线上，绘制的圆弧刚好接触到电杆即绘制完毕。造成雷击电流 $I_s$ 以及降落到圆弧与地面相切的点以外的阶梯式雷电将会击到地面。同时，阶梯式雷电也会击到电杆，所以要保证所有其他的设备都在受保护区域内。针对雷击电流为 $I_s$ 的情况，屏蔽电杆的高度是 $S$，这个高度要能够提供最大的保护区域。如果这个电杆的高度小于 $S$，那么受保护的区域也会减小。在单一电杆的情况下，增加屏蔽电杆高度并使其大于 $S$，则也会提供一个额外的保护区域。但是，在多个电杆以及屏蔽线的情况下，增加屏蔽电杆的高度并不一定会提供额外的保护区域。受保护区域可以看作是半径为 $S$ 的圆的表面以下的区域，该圆向电杆滚动直到触碰到电杆。因为球体会在电杆周围滚动，所以需要定义保护的三维表面。正是这种概念使得滚球法在电气几何模型中得以简化应用。

#### 12.4.5.2 雷击电流大于 $I_s$ 的保护

雷击电流会有很多可能的幅值，然而，变电站设计者想要知道系统受到不同雷击电流幅值时所需要提供的保护。现在，假设雷击电流 $I_{s1}$，其幅值大于 $I_s$。将 $I_{s1}$ 带入式（12.11）或者式（12.12）中，可以得到雷击距离为 $S_1$。图12.12所示为该条件下的几何模型。图中显示了雷击电流为 $I_{s1}$ 时的保护圆弧以及之前讨论过的雷击电流为 $I_s$ 时的保护圆弧。该图表明，对于同一个电杆来说，雷击电流为 $I_{s1}$ 所提供的保护区域要大于雷击电流为 $I_s$ 所提供的保护区域。造成雷击电流 $I_{s1}$ 以及降落到圆弧与地面相切点以外的阶梯式雷击将会击到地面。同时，阶梯式雷击也将会击到电杆，所以要保证所有其他的设备都要在 $S_1$ 保护区域内。同样的，该保护区域也可以看作一个球体触碰到电杆的表面。这种情况下，球体的半径为 $S_1$。

#### 12.4.5.3 雷击电流小于 $I_s$ 的保护

上述已经说明，与以大于雷击电流 $I_s$ 来提供保护的系统相比，以雷击电流 $I_s$ 来提供保护的屏蔽系统可以提供更好的保护。此外，当雷击电流小于 $I_s$ 时，需要对保护区域进行评估。假设雷击电流 $I_{s0}$，其幅值小于雷击电流 $I_s$。将雷击电流 $I_{s0}$ 带入式（12.11）或者式（12.12）中，可以求得雷击距离 $S_0$。图12.13所示为该条件下的电气几何模型。图上画出了雷击电流 $I_{s0}$ 和雷击电流 $I_s$ 的保护圆弧。该图显示，同一个电杆下，雷击电流为 $I_{s0}$ 所提供的保护区域要小于雷击电流为 $I_s$ 所能提供的保护区域。值得注意的是，雷击电流 $I_{s0}$ 所能提供的保护区域中设备的一部分延伸出了该虚线保护区。造成雷击电流 $I_{s0}$ 以及降落到圆弧与地面相切的点以外的阶梯式雷击将会击到地面。然而，因为设备的一部分出了保护区，所以某些阶梯式雷击也将会击到设备。通过对图12.13中受保护区域平面图的观察，可以发现受到雷击的那部分设备。雷击电流为 $I_{s0}$ 以及降落到保护区内部的阶梯式雷电会击到电杆，并能够保护高度为 $h$ 的设备；雷击电流 $I_{s0}$ 以及降落到保护区外部的阶梯式雷击将会击到高度为 $h$ 的设备。当然，如果选择电流 $I_s$ 作为变电站内设备绝缘可以承受的临界水平，那么当雷击电流为 $I_{s0}$ 时，雷击也不会对变电站设备造成损坏。

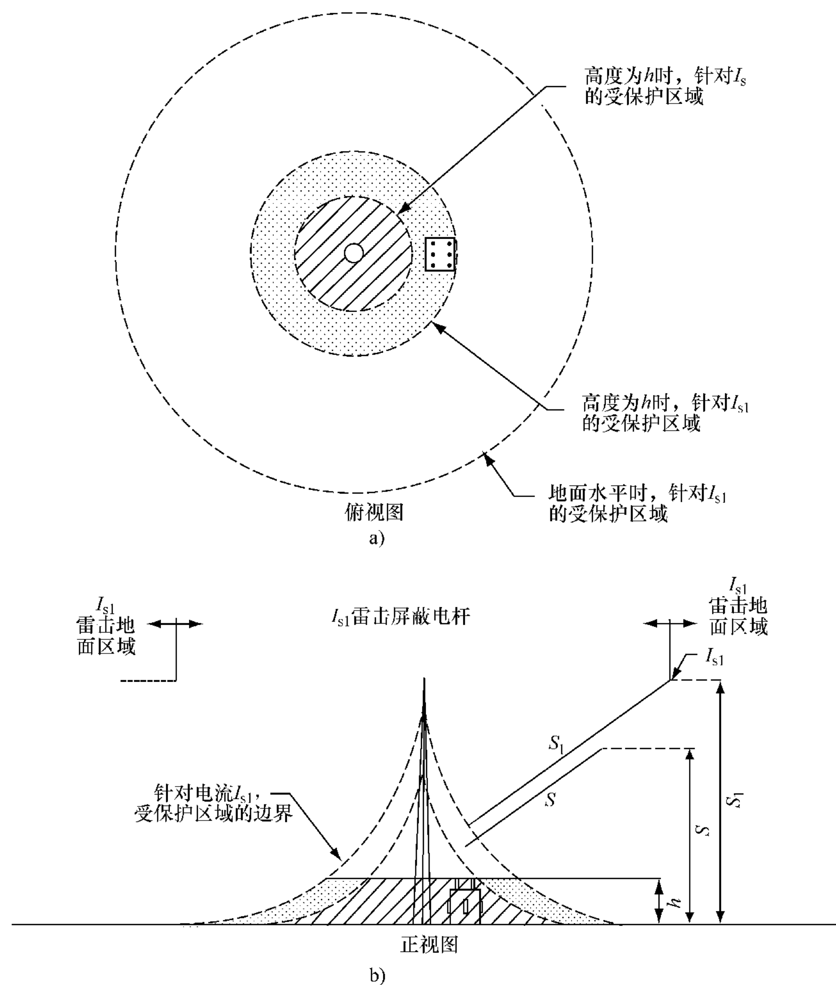



图 12.12 雷击电流为 $I_{s1}$ 的屏蔽电杆保护（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

## 12.4.6 多屏蔽电气元件

实验证明，直击雷保护的电气几何模型可以用于只有单一屏蔽电杆的情形。然而，典型的变电站结构是非常复杂的。这样的变电站可能包含多个电压等级，且涉及的屏蔽线和电杆之间的组合可能是三维结构上的，也可能涉及多个屏蔽电杆之间或者多个水平屏蔽线之间的情形，或者是上述两种情形的组合。图 12.14 为在多屏蔽电杆布置的情形下考虑了四个屏蔽电杆的情况。每个电杆都是针对雷击电流为 $I_s$ 的保护圆弧。虚线圆弧代表那些点，这些点会受到雷击电流为 $I_s$ 的阶梯式雷电的雷击。电杆之间的保护区域定义为以两个虚线圆弧交叉点为中心的半径为 $S$ 的圆

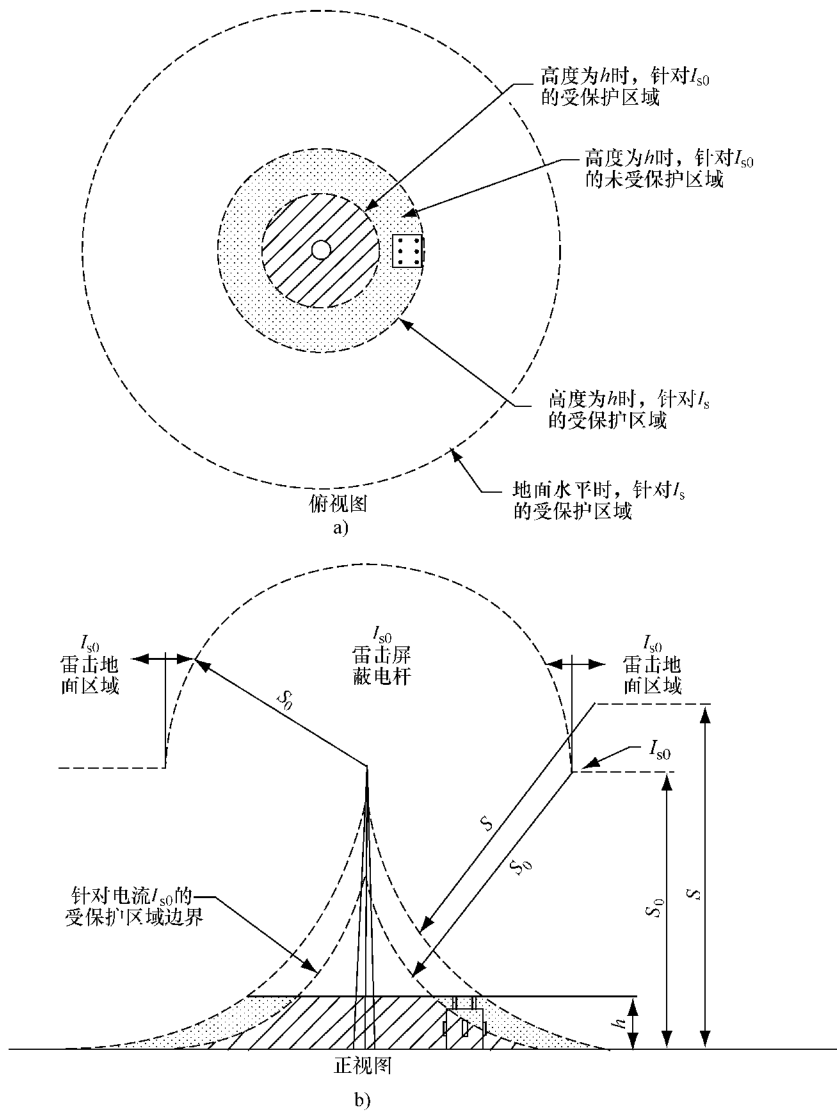



图 12.13 雷击电流为 $I_{s0}$ 的屏蔽电杆保护（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则．已获许）

弧。可以再次将保护区域看作是一个半径为 S 的球的表面，该球向电杆滚动直到触碰到这个电杆，这个球就像是由两个电杆支撑起来的一样。该球会滚过变电站表面，所以形成的虚线是球中心的轨迹。选择一个半径合适的球，这样就可以确定整个变电站的保护区域。这也可以应用于不同高度的屏蔽电杆、屏蔽线或者两者的组合情况中。图 12.15 所示为将滚球法应用于电杆和屏蔽线组合中。

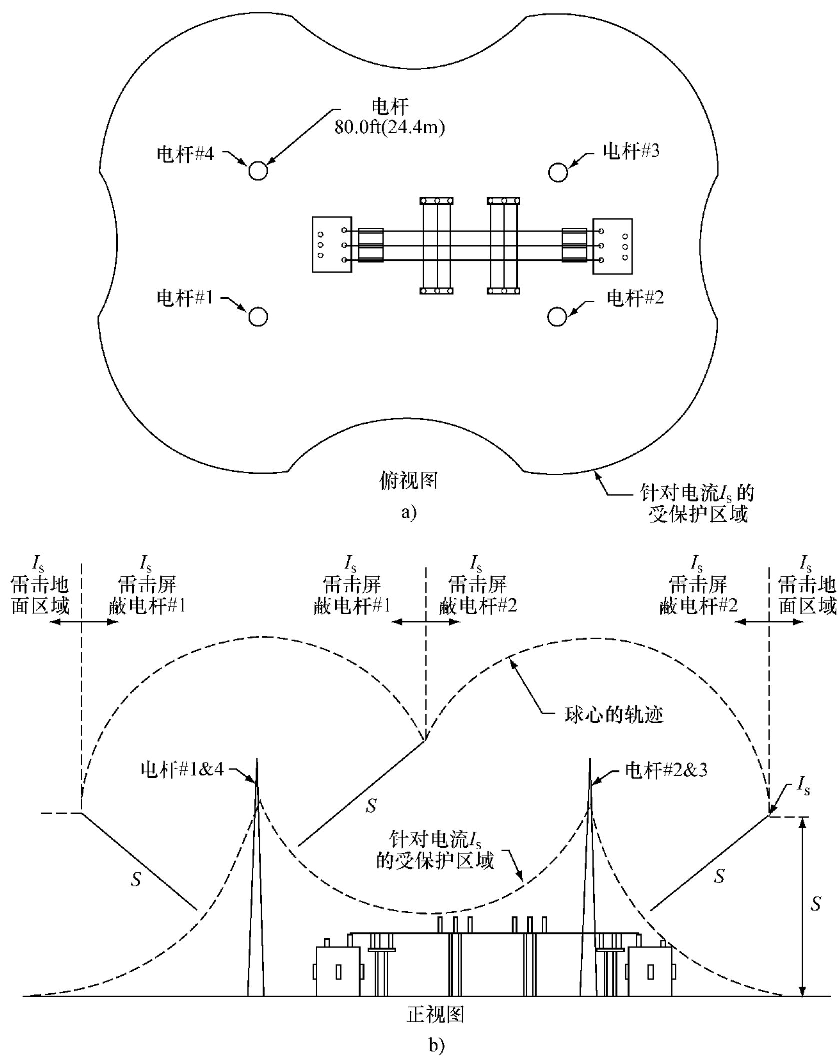



图 12. 14　雷击电流为 $I_s$ 的多屏蔽电杆保护（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

## 12. 4. 7　电压水平的变化

上述已经对单一电压水平的保护进行了说明。然而，实际的变电站通常会有 2 个甚至更多的电压等级。在这种情况下，上述所提到的滚球法依然可以使用，唯一不同的是球的半径会减小或者变大以适应变压器电压的改变。（针对变电站有两个电压等级的举例计算是由 IEEE Std. 998－1996（R2002）的附录 B 给出的）。

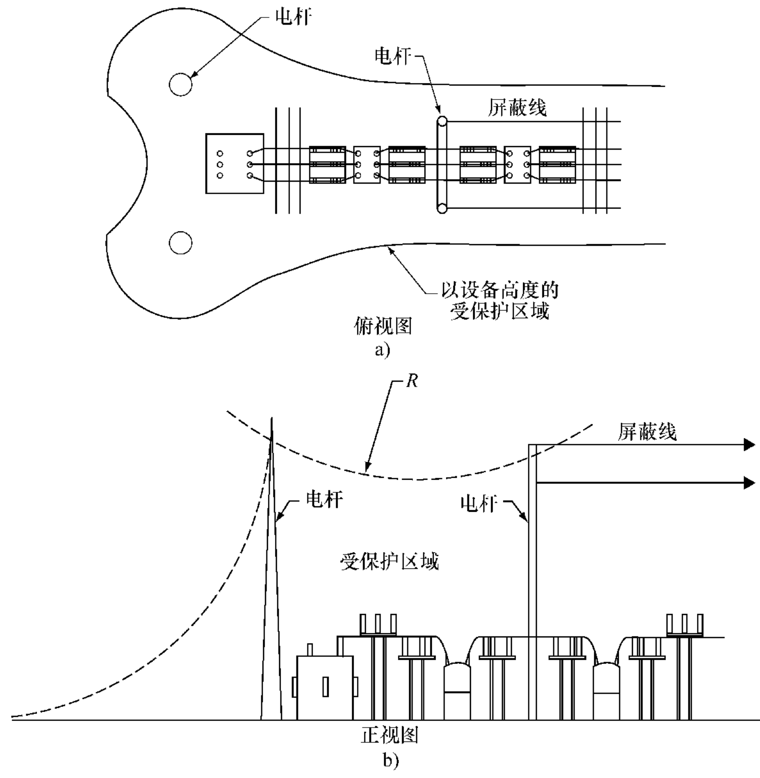



图 12.15　通过屏蔽线和电杆的保护（IEEE Std. 998－1996. 已认可）

## 12.4.8　最小的雷击电流

设计者会发现，电压为69kV 及以下的电压等级的屏蔽间距很接近。因此，选择最小的雷击电流是较为合适的，对于低于 115kV 的屏蔽变电站来说，最小雷击电流大概是 2kA。通过对图 12.1 和图 12.2 的评估，该方法被证明是合理的。据发现，99.8% 的雷击电流超过 2kA。因此，虽然这种限制会使保护区域很小，但是较为经济。

## 12.4.9　基于 Mousa 和 Srivastava 方法修正 EGM 的应用

上述滚球法的使用已经说明了 EGM 的应用。Mousa 介绍了修正的 EGM 的应用（1976）。图 12.16 所示为两个屏蔽线 G1 和 G2 对三个导体 $W_1$、$W_2$ 和 $W_3$ 提供的屏蔽保护。通过式（12.11）可以确定临界雷击距离 $S_c$，但是需要降低 10% 以适应雷击的分布，以便排除任何可能的故障。将半径为 $S_c$ 的圆弧的中心放置在 $G_1$、$G_2$ 以及 $W_2$ 处，目的是用来确定屏蔽线是否位于屏蔽导体的合适位置。$\Psi$ 表示外导体和屏蔽线的水平间隔，$b$ 是屏蔽线与其上方导体之间的距离。图 12.17 所示为四个电杆所提供的屏蔽保护。在四个屏蔽电杆的中心区域，$h_{mid}$ 表示最小屏蔽高度。Mousa 对该方法的应用做了进一步的说明（1976）。目前已经有至少两个有助于屏

蔽系统设计的计算机程序被开发出来。其中一个（Mousa，1991）利用修正 EGM 来计算给定导体位置的布置以及屏蔽系统的波阻抗、雷击电流和雷击距离。（举例计算可以参见 IEEE Std. 998－1996 的附录 B 以进一步说明这种方法的应用）。

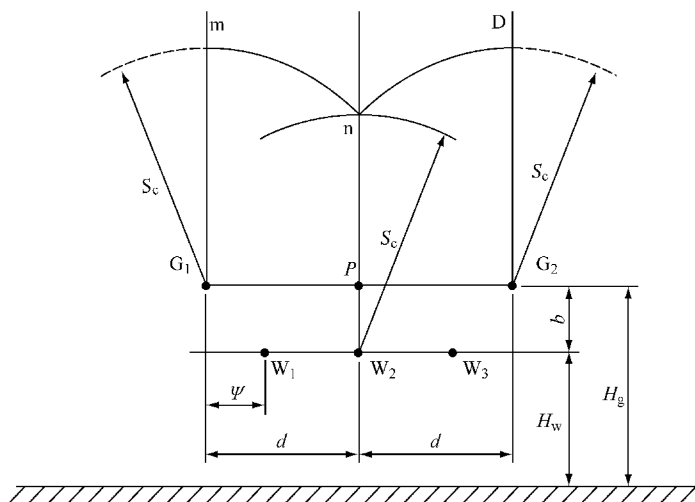



图 12.16　关于雷击到达的两个屏蔽线的屏蔽要求（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

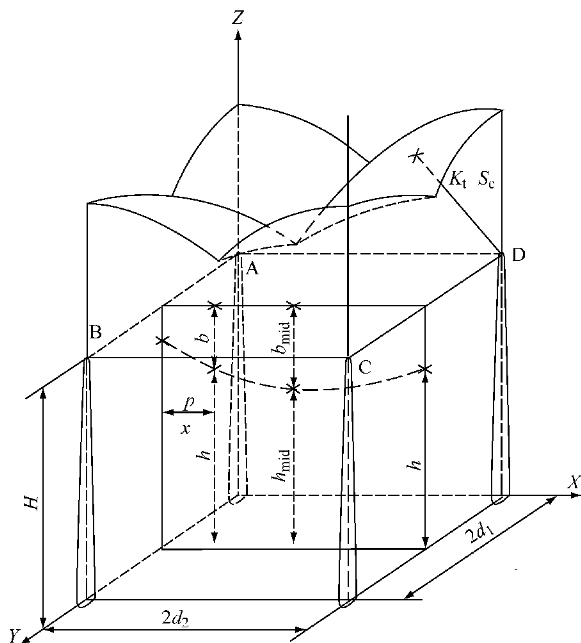



图 12.17　由四个电杆界定的屏蔽区域（IEEE Std. 998－1996（R2002），IEEE 工作组 D5，变电站委员会，变电站防护直击雷导则. 已获许）

## 12.5　失效概率计算

在修正的EGM中提到过，雷击距离需要减少10%，以便于排除受保护区域受到所有雷击时可能会发生的损坏。另一方面，根据经验设计方法来看，较小的屏蔽失败率是允许的，通常该失败率为0.1%。Linck（1975）也开发了一种利用统计学方法来提供局部屏蔽保护的方法。应当指出的是，基于统计学的方法是有效的，但是其样本的数量必须非常多。对于延伸很长距离的电力线而言，其总的暴露区域很大并且符合上述的标准。因此，对于暴露区域很小的变电站而言，基于统计学的方法是否仍然有意义是值得质疑的。然而，工程师们在设计变电站屏蔽系统时，是允许较小的统计学故障率的。Orrell（1988）已经研发出了一种方法用来计算基于滚球法的EGM故障率。（该方法的样本算例被描述在IEEE Std. 998－1996的附录D中）。

## 12.6　有源防雷接线端子

上述提到的方法中，均将闪电终端假设为一个无源元件，并且只能凭借其与带电总线或者设备的相对位置来拦截雷电。雷击保护可以通过使用有源防雷接线端子进行改善。多年来，提出了三种类型的装置：

1）具有放射性尖端的避雷针（Golde，1973）。该设备可以通过空气的电离延伸尖端吸引雷电的范围。

2）先发闪流型（ESM）避雷针（Berger和Floret，1991）。该设备包含一个触发机制，只要当带电的云层出现，该触发机制就会发送一个高压脉冲到避雷针的尖端。该过程会同时产生一个向上的闪流，来扩展避雷针吸引雷电的范围。

3）防雷装置。该装置使用多个针头来替代标准避雷针的单一尖端以提升放电现象。据说，空间电荷是由很多针头所产生的，这些电荷可以和接近云层中的部分电荷相互中和，从而有效地扩大了保护区。（Carpenter，1976）。

近年来，避雷设备已经安装在了某些装置上（通常是通信塔），这些避雷设备已经可以服务于雷击问题，且设备的业主表明不会有进一步的雷击问题。

目前，还没有足够的科学调查证明上述的装置是有效的，并且由于这些系统是专有的，因此详细的设计信息获取不到，所以需要设计工程师确定上述系统性能的有效性。

## 参考文献

This reference list is reprinted in part from IEEE Working Group D5, Substations Committee, *Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*, IEEE Std. 998-1996 (R2002).


Anderson, J.G., Monte Carlo computer calculation of transmission-line lightning performance, *AIEE Transactions*, 80, 414–420, August 1961.

Anderson, J.G., *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*, 2nd edn. Rev. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 1987, Chapter 12.

Anderson, R.B. and Eriksson, A.J., Lightning parameters for engineering application, *Electra*, 69, 65–102, March 1980.

Berger, G. and Floret, N., *Collaboration Produces a New Generation of Lightning Rods*, Power Technology International, London, U.K.: Sterling Publications, pp. 185–190, 1991.

Carpenter, R.B. Jr., Lightning elimination. Paper PCI-76-16 given at the *23rd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference* 76CH1109-8-IA, 1976.

Darveniza, M., Popolansky, F., and Whitehead, E.R., Lightning protection of UHV transmission lines, *Electra*, 41, 36–69, July 1975.

Eriksson, A.J., Lightning and tall structures, *Transaction South African IEE*, 69(8), 238–252, August 1978. Discussion and closure published May 1979, 70(5), 12 pp.

Gilman, D.W. and Whitehead, E.R., The mechanism of lightning flashover on high voltage and extra-high voltage transmission lines, *Electra*, 27, 65–96, March 1973.

Golde, R.H., Radio-active lightning conductors, in *Lightning Protection*, London, U.K.: Edward Arnold Publishing Co., pp. 37–40, 196–197, 1973.

IEEE Std. 998-1996 (R2002), IEEE Working Group D5, Substations Committee. *Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.*

IEEE Working Group, A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(4), 919–932, 1985.

IEEE Working Group, Estimating lightning performance of transmission lines. II. Updates to analytic models, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(3), 1254–1267, July 1993.

Lee, R.H., Protection zone for buildings against lightning strokes using transmission line protection practice, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1A-14(6), 465–470, 1978.

Lee, R.H., Lightning protection of buildings, *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-15(3), 236–240, May/June 1979.

Lee, R.H., Protect your plant against lightning, *Instruments and Control Systems*, 55(2), 31–34, February 1982.

Linck, H., Shielding of modern substations against direct lightning strokes, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-90(5), 1674–1679, September/October 1975.

Mousa, A.M., Shielding of high-voltage and extra-high-voltage substations, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-95(4), 1303–1310, 1976.

Mousa, A.M., A study of the engineering model of lightning strokes and its application to unshielded transmission lines, PhD thesis, University of British Columbia, Vancouver, Canada, August 1986.

Mousa, A.M., A computer program for designing the lightning shielding systems of substations, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(1), 143–152, 1991.

Mousa, A.M. and Srivastava, K.D., A revised electrogeometric model for the termination of lightning strokes on ground objects, *Proceedings of International Aerospace and Ground Conference on Lightning and Static Electricity*, Oklahoma City, OK, April 1988, pp. 342–352.

Mousa, A.M. and Srivastava, K.D., The implications of the electrogeometric model regarding effect of height of structure on the median amplitudes of collected lightning strokes, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2), 1450–1460, 1989.

Orrell, J.T., Direct stroke lightning protection, Paper presented at *EEI Electrical System and Equipment Committee Meeting*, Washington, DC, 1988.

Sargent, M.A., Monte Carlo simulation of the lightning performance of overhead shielding networks of high voltage stations, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91(4), 1651–1656, 1972a.

Sargent, M.A., The frequency distribution of current magnitudes of lightning strokes to tall structures, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91(5), 2224–2229, 1972b.

Suzuki, T., Miyake, K., and Shindo, T., Discharge path model in model test of lightning strokes to tall mast, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(7), 3553–3562, 1981.

Wagner, C.F., McCann, G.D., and Beck, E., Field investigations of lightning, *AIEE Transactions*, 60, 1222–1230, 1941a.

Wagner C.F., McCann, G.D., and Lear, C.M., Shielding of substations, *AIEE Transactions*, 61, 96–100, 313, 448, February 1942.

Wagner, C.F., McCann, G.D., and MacLane, G.L., Shielding of transmission lines, *AIEE Transactions*, 60, 313–328, 612–614, 1941b.

Whitehead, E.R., Mechanism of lightning flashover, EEI Research Project RP 50, Illinois Institute of Technology, Pub 72-900, February 1971.

Whitehead, E.R., CIGRE survey of the lightning performance of extra-high-voltage transmission lines, *Electra*, 63–89, March 1974.

Young, E.S., Clayton, J.M., and Hileman, A.R., Shielding of transmission lines, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, S82, 132–154, 1963.

# 第 13 章　地 震 防 护

13.1　地震与变电站……………………… 239
13.2　变电站抗震设计标准…………… 242
标准的重要性 · IEEE 693 及补充标准
13.3　抗震设计过程……………………… 244
13.4　抗震校验…………………………… 245
校验等级和校验设计 · 选择校验水平 · 校验方法 · 设备支撑 · 性能水平和预计性能水平
13.5　安装………………………………… 253
参考文献……………………………… 254

Eric Fujisaki
Pacific Gas and Electric Company

## 13.1　地震与变电站

本章主要讨论当前在北美地震频发地区中采用的抗震设计标准及应用惯例。变电站抗震设计标准 IEEE 693 –2005[1] 已被很多电力企业作为变电站抗震标准而采用，并应用于北美及世界其他地区的部分变电站中。因此，本章涉及的一些规定和算例都与 IEEE693 较为相关。本章旨在给变电站的设计人员在有关变电站抗震设计方面和应用 IEEE 693 进行设备校验时提供一些指导，并按照基本的步骤对某个给定变电站的设备提供安全保护。本章中的讨论并不涵盖所有方面，也无法提供所有的细节信息。有关该方面的详细信息及相关细节，读者可自行参考本章最后列出的参考文献。

在 1970 年之前，与变电站电气设备抗震设计相关的导则很少。即使在地震频发地带，典型的设计理念也是使用低静态横向力系数建立相关模型，以指导高压电气设备的抗震设计。通常企业自己制定相应的抗震校验标准，由于经验、地点、工程惯例等不同，制定出的标准常常也存在差异。在 20 世纪 70 年代到 90 年代之间，加利福尼亚地区遭遇了多次强磁场地震的袭击，变电站中的设备损失达到了几百万美元（见图 13.1 ~ 图 13.4 节），企业效益因此下降并且给大量的用电客户造成停电影响。高压电气设备常常因大量使用较脆弱的瓷器构件，且没有按照相应的抗震标准和技术导则进行设计，因而易遭到破坏。对于变电站运行人员来说，为了降低这类损失同时满足用户对供电可靠性提出的越来越高的要求，很明显对于地震频发地区，采用以往有关变电站的抗震设计标准难以奏效。

众所周知，美国西部发生地震的风险较大，尤其是加利福尼亚地区。然而，在北美地区中还有其他很多具有较大发生地震风险的地区（比如，加拿大的东部和西部，美国太平洋西北部和新马德里断层区，墨西哥西部等）。大地震常常发生在太平洋、印度洋、中亚、地中海东部、中东等地区。

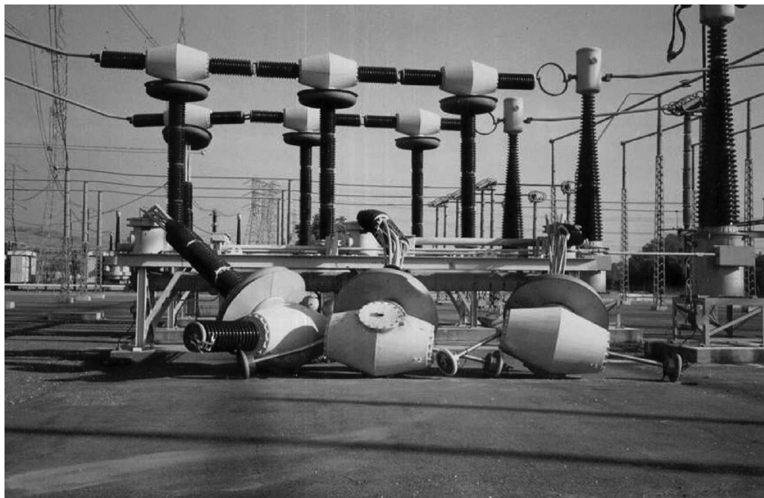


图 13.1 500kV 线箱断路器（由 E. Matsuda 拍摄，奥克兰 CA 太平洋天然气和电气公司版权所有，1989－2011）

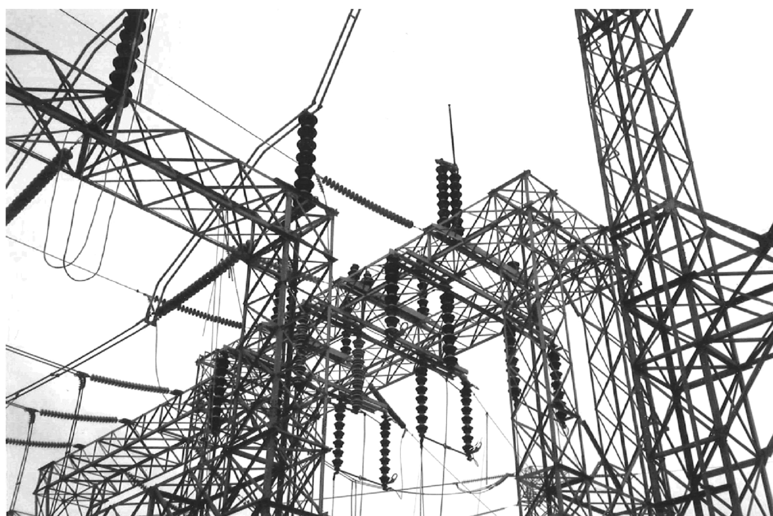


图 13.2 230kV 空气隔离开关（由 E. Matsuda 拍摄，奥克兰 CA 太平洋天然气和电气公司版权所有，1989－2011）

地震常常由火山活动引起，当地质结构发生变化时，能量将以振荡波的形式大量释放出来，并由震源处向外辐射，从而在地球表面处发生地震。线弹性理论基本

解释了地震波的原理，这些波有多种类型并各自具有不同的特点。一般来说，这些波的强度会随着离震源距离的增加而有所衰减，但也会因为地质结构而发生改变，如波形被过滤或放大、各种波形相互叠加产生新的震动形式等。地震工程的目的是描述出这些地质活动发生的历程和在水平方向和垂直方向上的响应谱。



图 13.3　瓷套（由 E. Matsuda 拍摄，奥克兰 CA 太平洋天然气和电气公司版权所有，1989 – 2011）

建筑物对地质活动的反应情况由建筑物自身的动态特性、延展性和建筑物的设计情况决定。轻度潮湿的建筑物的自然频率可能处于地面运动的频率带中从而能发生可观的位移，其产生的力量和造成的偏移可能是当初在结构设计时没有考虑到的因素。

变电站的电气设备是具有一定复杂度的器械，为维持其正常工作常常需要进行特定抗震设计。这些设备通常包含强度相对较低、易受潮、易碎材料如瓷器等组件。变电站电气设备的基频常在地震波的频带之内，从而引起振动的加剧。通常易受损坏的设备或组件包括瓷器套管、避雷器、断路器、空气隔离开关、变压器中的散热器和安装在轨道上的变压器（缺少限制）、互感器和母线。一般来说，电压等级较高的电气设备因安装了较为高大的瓷器绝缘子从而易遭受到更严重的损坏，并且往往会加剧对地震的反应。为了使设备在遭受地震破坏后，还能具备原来的功能，设备中的各种载荷元件都不应过载，以维持较好的电气功能。

更广泛的应用场合是两个及以上的电气组件通过导体连在一起，在这种情况下，组件相互间可以互动，故对地震的反应会有所改变。如果它们相互间没有连

接，或者虽然连接了，但两个组件可以独立移动（理想情况），那么这两个组件相互间也没有耦合，相互间没有发生能量的传递。然而最新的研究表明，在地震发生时，即使设计很好的相互连接的组件之间，对地震的反应也会发生改变。连接不够牢固的导体，容易造成图13.4所示的损坏。



图13.4 230kV断路器和空气隔离开关（由E. Matsuda拍摄，奥克兰CA太平洋天然气和电气公司版权所有，1989－2011）

电力在现代社会中的作用越来越大，像通信、供水、废水处理、应急响应服务等都依赖于电力。一旦中断电力供应将给企业和用电客户带来直接或间接的经济损失。设备经过有效的抗震设计可显著提高电力系统的可靠性和系统在震后的供电恢复能力，也有利于当地的经济发展。

## 13.2 变电站抗震设计标准

### 13.2.1 标准的重要性

变电站设备的电气性能好坏与采用的标准密切相关。制定变电站设备的抗震设计标准目的是在发生大地震时，能保证电气设备不遭受大的损坏。制定出的标准应能满足用户对抗震的要求。在产品校验的过程中只存在两种情况：符合和不符合。为了使设备能满足客户需求，产品应符合标准中所提的一切要求。

抗震设计标准在其他方面的优点包括以下几点：

1）资产管理和风险管理：简化了库存设备的管理机制。标准中也提供了在地震发生时设备的预期反应，这是抗震风险评估的关键。

2）制造商的透明度：明确提出了抗震校验时的要求，制造商在设计阶段时就

应考虑到设备为满足抗震要求所应具备的特点。

3）提高抗震校验的效率：降低成本。对给定类型的设备，允许所有用户采用同样的标准进行校验。

4）引导用户：标准给不熟悉抗震设计的用户提供了技术指导。

一般来说，抗震设计标准包括应满足的抗震要求（通常给定一个预期地震强度)、设备的工程评估（测试或分析）方法、可接受度（允许承受的应力）等。在给定一个随机的自然地震后，设备在机械或电气上的复杂度及其他的不确定因素，包括用电需求和构件性能（载流元件的强度)，都必须加以考虑并正确处理。很多抗震设计标准都要求设备在结构上依然是一个整体，也就是设备的所有部分都没有破裂或产生形变。另外，地震引起的设备错位程度必须在允许范围之内，设备应能保持正常的运行状态。在发生地震的过程中，设备的电气功能应不受地震影响。当用户采用某个抗震标准进行设计时，用户应对该地点的地震发生风险和抗震裕度等方面有充分的考虑。

在北美和其他地震风险较大的地区，IEEE 693 标准广泛地被很多电力企业所采用。国际电工委员会（IEC）收集了很多抗震设计标准，和 IEEE 693 类似，这些标准在欧洲最先应用。有些国家有它们自己的标准可满足它们自身的需求。IEEE 693 标准和其他组织制定的标准的目的都是为了使在地震发生时及发生后，设备都仍能正常工作。不同之处在于方法、技术、投入和抗震裕度等方面。

在变电站设备抗震设计标准的发展过程中，IEEE693－1997[2] 中具有一些不同之处。该标准采用了先进的理论并结合了很多实践经验，在 2005 年得到广泛应用。相比其他标准而言，该标准中的内容更加详细明确。IEEE693 标准建议根据发生地震风险的大小来选择合适的风险校验标准和可接受的校验方法。对于从过去发生的地震记录中可知易受破坏的设备，IEEE693 对其制定了更加严格的标准。IEEE693 明确提出了合格的设备要满足的性能要求，鼓励设备用户对其进行检验。设备制造商也因标准中提出了明确的要求而受益，从而可以用同一套标准满足各种用户的需求。

IEEE 693 依然是一个充满生命力的标准，根据积累的用户使用经验、研究成果和应对地震的经验，并经过制造商、工程顾问、学术团体等的不懈努力，该标准可得到进一步的发展和完善。

### 13.2.2 IEEE 693 及补充标准

变电站抗震设计主要采用三种标准，每一种标准处理相对应特定方面的设计问题。总体来说，设计这些标准是为了满足整个变电站的抗震设计要求。

IEEE 693 为设备、组件及相应的支持构件在设计和校验方面规定了应满足的要求。支持构件指的是地面设备的支撑结构，包括单独的构件和某些设备中的部分构件。IEEE 1527[3] 标准解决了母线灵活性设计的问题。美国土木工程师学会

（ASCE）制定的113变电站结构设计导则[4]为变电站的结构设计提供了指导（地基、支架、线路支撑及除支持构件以外的其他部分）。三种标准也涉及到有关材料使用方面的标准，如有关结构钢、铝和其他材料的详细设计要求。

在实际设计时，可能会与其他标准一起使用，如ASCE制定的建筑最小负荷设计标准（ASCE 7）[5]与美国混凝土协会（ACI）规定的建筑混凝土结构应达到的标准（ACI 318）。变电站建筑物的抗震设计标准常常采用国际建筑规范或经过修订的类似规范。在核电安全设备的设计上没有采用IEEE 693标准，但可参考IEEE 344－2004[6]。

IEEE 693中列出了许多条款，如变电站设计和设备校验的一般要求和具体实施建议等，还附带定义了校验方法、允许的范围等。其中设备部分包括各类设备详细的校验要求、校验流程及其他的一般规定。

值得注意的是，IEEE 693、IEEE 1527和ASCE结构设计导则等最初都是为新安装的设备而编写的。这些标准可能会被设计者用来评估现有设备和结构物抗震的可接受度。但一般来说，在没有对现有设施采取升级或改造措施的前提下，使用这些标准依然很困难。抗震校验标准很难用在老旧设备上，因为对采用不同标准的设备进行改造或者更换的花费巨大，甚至不现实。

## 13.3 抗震设计过程

变电站设备的抗震设计过程取决于标准，如之前所讨论的标准。设计过程包括以下步骤，内容涵盖了电力企业、变电站所有者和设备制造商：

1）电力公司针对不同类型的设备，如避雷器、断路器等制定出特定的设备抗震校验标准及校验计划。IEEE 693标准中的附件U提供了在校验时使用到的详细模板。

2）电力公司根据设备安装地的地震发生风险和设备配置现场的地形如山地来规定抗震校验水平（低、中、高）。在某些情况下，设备制造商会选择根据校验等级和安装信息对设备进行预校验。通常这类设备的校验标准都比较明确，如空气隔离开关、避雷器、互感器等设备。

3）设备制造商在设备设计的过程中根据标准考虑抗震要求，并有步骤地按照方法来校验设备。如果有必要的话，需对设备进行改进以满足标准规定的要求。

4）设备制造商准备校验报告，在报告中记录下设备的校验过程和校验结果，并提交给用户。IEEE 693规定了标准报告的模板，以规范报告的内容和格式。

5）电力公司审查及批准该报告。

6）按照设备抗震校验的结果，用户采用并安装该设备。

这些步骤的详细内容，在后续章节中将进一步加以阐述。

## 13.4 抗震校验

抗震校验依赖于以下关键点：

1）预设地震：将抗震校验要用到的地震活动作为输入量。

2）地震风险：对某一个特定地点，地震发生的可能性。

3）校验协议：进行校验时应遵循的方法和规则。

4）可接受尺度：将设备投入到预想的地震中时，设备表现出的可接受的性能。

IEEE 693 定义了预想地震、校验标准和可接受的尺度等。地震风险依据设备安装处的变电站的位置和特点而定。IEEE693 分析了校验过程中涉及到的所有方面，当设备校验合格后，可给用户一张在预想地震下设备的性能表现图。

### 13.4.1 校验等级和校验设计

IEEE 693 提供了低、中、高三种校验等级以满足大多数用户的需求，并与发生不同程度的地震相对应。建筑结构通常按照地理位置处特定的地震参数进行设计。与建筑物相比，设备及组件都是批量生产并安装在不同的地点，为减少设备制造商需求的校验次数及简化电力公司设备的兼容性，需要规定一些不同的设备校验等级。

这三种校验等级都要求与响应光谱（Required Response Spectrum，RRS）或其他地震相关以便于确定地震发生的环境，相当于为了校验设备而预设的地震。RRS 是一个响应光谱带宽，可用来分析在软沙土到硬石地等不同的地理条件下发生地震所产生的影响，和在新建筑物的抗震规定中所描述的一样[7]（数据见 ASCE 7）。

特别地，RRS 提供了在软土地发生地震情况下长时段的地震信息。然而，从平地到陡坡上的土地很软的地方，可能就得不到完整的频谱形状。在这种情形下，用户可能会觉得有必要在校验过程中使用某特定地点的响应频谱。然而这种特定地点的响应频谱为了符合标准，必须在 IEEE693 给定的 RSS 范围之内，这是为了确保校验结果符合标准设定的等级。采用这种响应频谱之后的用户再重新校验之前已校验合格的设备时，需要花费额外的费用。高 RRS 可以达到 0.5$g$，pga（Peak ground acceleration），在频谱末端以高频形式加速。中等的 RRS 有相同的频谱形状，但只能达到 0.25$g$，pga。采用 IEEE 693 高 RRS 校验合格的设备，一般具有较高的抗震水平。类似地，采用中等 RRS 校验合格的设备，也被认为是采用中等抗震校验水平下合格的设备。高 RRS 和中等 RRS 分别采用不同的阻尼比，如图 13.5 和图 13.6 所示。

最后，如果设备在 IEEE 693 的低水平要求下校验合格，也被认为该设备符合低抗震水平。低抗震校验水平大约为 0.1$g$，pga。不具备特殊抗震功能的设备，但

具有好的抗震结构并采用合理的安装方式，大都可以达到低抗震水平的要求。一般来说，大多数设备在低的抗震校验水平下都符合要求。

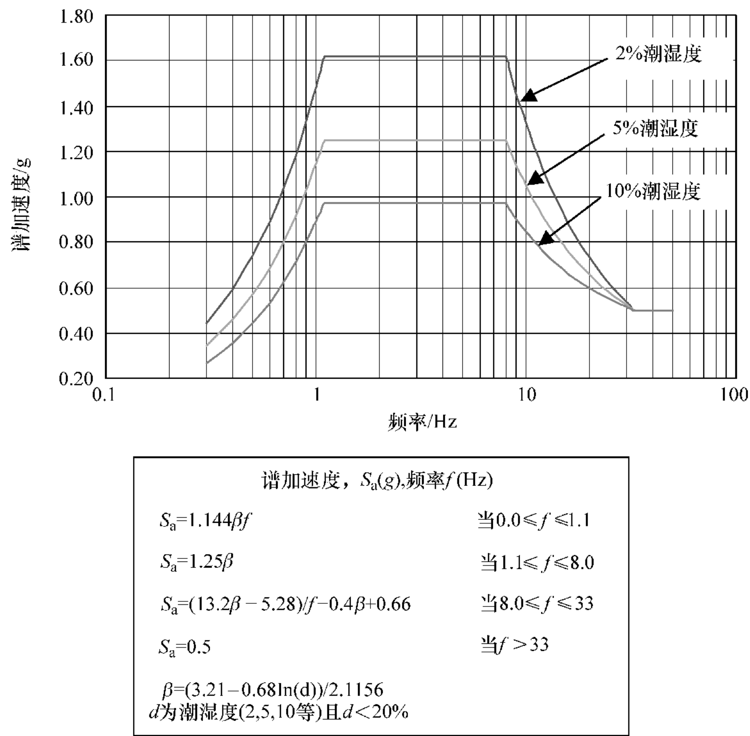



图 13.5　高要求响应频谱（IEEE Std. 693－2005，IEEE 对变电站抗震设计的建议方法，IEEE 纽约，2006，版权所有）

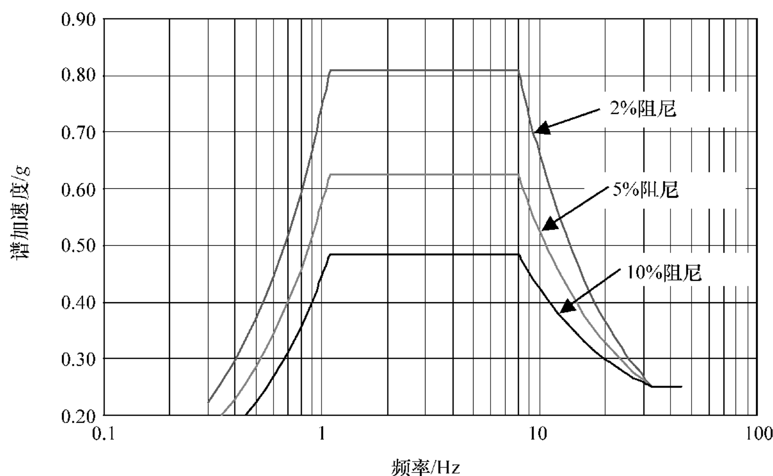
## 13.4.2　选择校验水平

在某个变电站中安装设备时，设备抗震校验等级的选择取决于该地的发生地震的风险。IEEE 693 建议根据地震风险或者地震带分布图来选择。

对地震进行风险评估具有很高的实用价值，评估方法包括以下步骤：

1）建立设备安装地的地震风险概率评估模型。在勘察出该地的地震发生风险后，使用地点特定的 pga 和响应频谱，根据 50 年后可能有 2% 的概率会发生地震加以选择，并可根据土壤条件的不同加以修正。

2）将特定地点的 pga 值及频谱与高中低等三种地震校验等级加以对比，选出最符合预期地震的校验等级。如果 pga 值低于或等于 0.1$g$，则被归为低水平。如果 pga 值大于 0.1$g$ 小于或等于 0.5$g$，则被归为中等水平。如果 pga 大于 0.5$g$，则被归为是高水平。如果频谱超过 RRS，那就有必要选择一个更高的校验等级，然后将该等级作为采购设备时所采用的抗震校验等级。




谱加速度，$S_a(g)$；对应的频率，$f$(Hz)

| | |
|---|---|
| $S_a=0.572\beta f$ | 当$0.0\leqslant f\leqslant 1.1$ |
| $S_a=0.625\beta$ | 当$1.1\leqslant f\leqslant 8.0$ |
| $S_a=(6.6\beta-2.64)/f-0.2\beta+0.33$ | 当$8.0\leqslant f\leqslant 33$ |
| $S_a=0.25$ | 当$f>33$ |

$\beta=(3.21-0.68\ln(d))/2.1156$,
当$d$为阻尼百分比(2,5,10等)，且$d\leqslant 20\%$

图 13.6　不同条件的响应曲线

（IEEE Std. 693－2005，IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations，Copyright 2006，New York，IEEE. 版权所有.）

采用地震带分布图是地震风险评估方法中的一种，美国使用的是 ASCE 7 地震活动图，加拿大采用的是加拿大国家建筑规范（NBCC），墨西哥采用的是（MDOC/CFE）。

读者可以参考加拿大和墨西哥的现有地图以及他们目前使用的方法。其他的国家应使用与本国国情相符的地图。美国应用的是 ASCE7 地质活动图，以下段落和章节中涉及到的都是 ASCE7：

1）由第 20.3 节中的地质分类定义，确定该地点的土壤分类（A、B、C、D、E 或 F）。

2）考虑发生最大地震并以 0.2s 的谱加速度进行加速（临界阻尼的 5%），在地图上定位（11.4 节和 22 章）。

3）从该地点获得 0.2s 的光谱响应加速度 $S_s$。

4）由 11.4 节确定该地点“$F_a$”的值，“$F_a$”为场地分类和在短时间内的光谱响应加速度（$S_s$）的函数。

5）确定 pga，即（$F_aS_s$）/ 2. 5。

6）使用 pga 选择相应的抗震性能校验水平。如果 pga 小于或等于 0. 1$g$，则采用低水平。如果 pga 大于 0. 1 但小于或等于 0. 5$g$，则采用中等水平。如果 pga 大于 0. 5$g$，则采用高水平。

使用 IEEE 693 标准中给出的三种等级之一时，相应的 RRS 也可得到支撑。虽然电力企业有特权指定一个自定义的标准，但这种做法可能需要更高的成本并且可能会丢失或减少从抗震设计标准中取得的效益。

加拿大和墨西哥利用相似的方法在地震带分布图中建立的抗震性能校验水平也在 IEEE 693 标准中给出，这种方法需要以具体国家的地图作为参考。其他国家采用的标准也可以使用类似与 IEEE 693 中描述的方法。

由于现场的地震危害程度不一定直接与高、中、低抗震性能水平相匹配，因此在选择抗震等级时，一般需要在传统的判断和经验上加以测试。在这种情况下，或多或少需要承受一定的风险。电力企业可能根据预计发生的不同地震水平而将所辖区域分成若干个不同区域，对应与 IEEE693 中不同的校验水平，并使用一个常用的标准来规范给定区域内所有设备的安装。对于需要升级或维修现有的设施等工作，采用该方法可以提高效率。电力企业在选择设备时需要考虑的因素包括：额外的运行需求、变电站网络设计、应急响应能力、设备备件以及其他因素。电力企业可能希望对在其服务领域内所有的站点进行评估，并建立一个总体规划模型，以确定出每个站点的特定需求（或期望的，视情况而定）和那些需要优先考虑升级以满足目前的标准要求的站点。同样，在某个站点确定出应安装的新的电气设备后，电力企业应确定相应的设备抗震性能校验水平。

如果一个站点的地震响应频谱明显超出图 13. 5 和 13. 6 中描绘的响应频谱图，那么该电力企业可针对特定的站点制定一个更合适的响应图谱。即使在这种情况下，仍然可以使用本章和 IEEE 693 所述的基本方法及步骤。然而，选用 IEEE 693 中规定的高、中、低三种等级应做到无偏差，除非可以非常明确肯定这三种校验等级都不足以表示该站点或多个站点的抗震水平。需要注意的是，如果电力企业降低、不满足或删除 IEEE 693 标准中的任何要求，那么相关的设备不能说是符合 IEEE 693 标准，标准化带来的效益将不存在。

### 13. 4. 3 校验方法

变电站中的电气设备可使用不同的校验方法。这些方法可分为两大类：

1）分析方法：静态、静态系数法、动态分析方法。

2）测试方法：静力弹塑性分析、时程振动台试验和正弦节拍测试。

各种抗震校验标准可以使用相同的基本校验方法；但 IEEE 693 根据设备的类型还指定了一种可接受的方法，该方法详细描述了多种可行方案。由于 IEEE 693 标准是基于经验总结的，最脆弱的设备往往是那些在更高电压等级（体积最大、

最高的绝缘体）工作的设备，通常需要经过最严格的校验审查程序，程序中通常包括振动台测试。对于其他设备或组件，需分析其不同的类型，可能采用静力弹塑性测试都足以满足标准的要求。

IEEE 693 还采用第三类校验的方法，可以根据设备类型或者已经通过不同的标准校验过的设备来简化校验设备可承受度的方法。大多数电力设备的电压等级低于 35kV，这些都是 IEEE 693 “本质上可接受的”。这意味着该设备在发生地震时可在不附加任何额外要求的情况下也能良好运行。某些类型的设备可使用 IEEE 693 附录 Q 中的基于经验的校验方法。如果设备是符合 IEEE 693 的之前版本，则也可使用 IEEE 693－2005 中的过渡规定。过渡规定中要求设备制造商提供一个正当理由来协调当前版本的标准和按照之前版本校验时设备符合要求的标准之间的差异性。在某些情况下，过渡规定不适用于标准中说明的内容。在 2005 年的版本中，只有复合聚合物绝缘子的密封试验是专门排除在过渡规定之外。

从过去发生的地震中可看出，IEEE 693 中通常采用的设备抗震分析方法不那么可靠，设备在地震中易受损坏。而静力弹塑性分析法对相对刚性或简单的设备具有良好的抗震性能分析能力，它使用的是零周期加速度（即在图 13.5 或 13.6 中加速度频谱的高频段）。放大系数是为校验电力变压器的附件（散热器和储油罐）而提出的。由于其灵活性及性能在以往地震中表现较差，低电压柔性设备可以通过静态系数分析法判断其是否合格，并根据其动态行为的预期复杂度采用 RRS 的稳态值乘以高达 1.5 的系数。动态分析法适用于高压设备或复杂设备，通常表现为多模态行为。RRS 在 2% 时的阻尼曲线可以作为所有分析方法的基础，除非有更大的阻尼。分析结果的可靠度和质量很大程度上取决于模型细节的处理和分析人员的判断。

对于复杂设备和组件以及那些在高电压等级下运行的设备，在 IEEE 693 中都对此有详细规定。静力弹塑性分析用于试验在历史地震中性能普遍表现良好的元件，如中等电压等级的变压器套管和电缆终端。静力弹塑性分析测试包括测定固定在试验台上的部件上的终端力。

需采用时程振动台进行试验以确定设备型号及类型，被测试的设备应能反映在过去的地震中遭受到的破坏或具有某种局部缺陷。时程测试的目的是模拟设备在地震中的响应。IEEE693 提供了为进行时程测试需要输入的数据的具体要求，并提供了先前已有的标准集。实施这些测试需要制定更周密的计划以确保在设备的配置、输入的动作参数、监测仪器（应变计、加速度计、位移传感器和其他测量设备）、测试序列和测试步骤等方面都正确合理。通常振动台在将动作参数输入到测试装置上的能力不足，特别是在低频带内，这要求与实验室操作人员一起进行仔细的规划。通过对试验品进行振动试验，进而验证设备的电气功能。此外，在摇动过程中可能需要对连续性或继电器状态等其他功能进行监测。应注意收集所需的所有数据，因为该测试需要耗费大量的时间和费用，并且不容易进行重复操作。

正弦节拍测试是一种单频测试，IEEE 693 中规定该测试只适用于高压断路器、气体绝缘开关。该标准还规定了正弦跳动测试的详细要求，包括设备测试时每个节

拍的周期数、跳动次数和频率。

表13.1总结了IEEE693不同类型设备的资质鉴定方法，依据是设备的电压等级或其他的特性要求。

满足要求的设备在完成按照RRS所描述的振动试验后，设备应不被损坏并依然能正常工作。此外，预计发生两次地震后该设备仍能继续正常工作，RRS结构只有部分损坏或完全没有损坏（见第13.4.5节）。这种预期是基于比较保守的标准。这些验收标准适用于负载，按照允许的强度（ASD）或负载电阻系数设计（LRFD）。在ASD中，在各种承载构件上带上许用负载后（在本情况中是地震力），构件内部产生的应力可被测量和评估，并与该构件的许用应力相比较以判断构件是否合格。许用应力通常定义为屈服强度、断裂强度或材料/元件承载能力的百分比（通常为50%~60%）。在对IEEE 693组件的强度进行评价时，由于允许非弹性或超强能量吸收，因此地震荷载并没有减少。IEEE 693结合较保守的验收标准和地面运动，旨在提供一定程度上的保证，合格的设备具有超出RRS负荷水平的显著抗震安全裕度。

**表13.1 IEEE 693-2005中不同设备类型的资质要求方法**

| 设备类型 | 电压等级（kV）或特性和资质要求方法 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 固有可接受程度 | 负载路径 | 静态分析 | 静态系数分析 | 动态分析 | 静力弹塑性测试 | 时程测试 |
| 断路器 | <35 | — | — | 35~<121 | 121~<169 | — | ≥169① |
| 变压器 | <35 | 35~<115 | ≥115 | — | — | — | — |
| 变压器套管 | <35 | — | — | — | — | 35~<161 | ≥161 |
| 空气隔离开关 | <35 | — | — | 35~<121 | 121~<169 | — | ≥169 |
| 互感器 | <35② | — | — | 35~<69② | 69~<230 | — | ≥230② |
| 空芯电抗器 | <35 | — | — | 35~<115 | ≥115 | — | — |
| 线路切换开关 | <35 | — | — | 35~<121 | 121~<169 | — | ≥169 |
| 避雷器 | <35③ | — | — | 35~<54③ | 54~<90③ | — | ≥90③ |
| 金属封闭开关柜 | <35 | — | — | — | ≥35 | — | — |
| 电缆终端 | <35 | — | — | — | — | 35~<220 | ≥220 |
| 电容器 | <38 | — | — | 38~<230 | ≥230 | — | — |
| 气体绝缘开关柜 | <35 | — | — | 35~<121 | 121~<169 | | ≥169① |
| 电池架 | — | — | 刚性或任一个栈 | — | 非刚性-2栈 | — | 非刚性≥3栈 |
| 电池 | 所有单元安装的每个附件J | — | — | — | — | — | — |

① 同样要求正弦节拍测试。

② 当设备总高度≥20ft时，需要进行时程振动台测试。

③ 显示电压占空比；按照附件D.4.6选取适当的放大系数。

### 13.4.4　设备支撑

一个设计良好的支撑结构必须满足抗震设计的两个重要要求。它必须有足够的强度以抵抗地震的影响，并且它必须具有良好的动态性能，使得该设备对地震的响应（位移、加速度和应力）在可接受的范围内。在大多数情况下，支撑设备的地震响应是决定条件。

在发生地震时，一个设备和它的支持结构作为一个机械系统受而到地面运动的影响。设备对地震的响应可依据支撑结构的特点可能被放大或发生显著改变。非常坚固的支撑结构，除非发生共振，其对放大设备对地面运动的响应是有限的，而更灵活的支持结构更可能放大设备对地面运动的响应。与安装在刚性的支撑结构上的设备或直接安装在地面上的设备相比，安装在高大、柔性支撑结构上的设备可能会受两个或多个因素影响而使设备对地震的响应放大。

在现场安装设备时，应使用相同的支撑结构对设备进行抗震校验。在某些情况下，这种方法不切实际。因为支撑结构过于庞大而不方便进行测试，在对设备进行校验时没有做好充分计划或需要使用各种不同的支撑结构。在这种情况下，在校验设备时必须考虑使用支撑结构带来的不利影响或不确定因素。

这是相对直接的校验方法，但在需要进行时程振动台试验时会增加难度。在进行测试时，为了得到需要的震动强度，可能需要使用震动放大装置。为了更好地使设备在校验时得到的响应与实际相似，IEEE 693 使用了“动态等价”的术语。为了使校验有效，需要使用相同或者等效的支撑结构。

当变电站的设计人员进行支撑结构的抗震设计时，应该认识到该结构足以支撑一个设备。支撑结构有时也由设备制造商的配套设备提供。在某些情况下，电力企业会使用自己设计的支撑结构。IEEE 693 中使用了术语“动态等价”来描述在设备抗震校验中，与原先使用的支撑结构相比，能使设备引起相同或更小响应的支撑结构。为了保持抗震校验的有效性，必须使用相同或等效的支撑结构。

在 IEEE 693 中支撑结构的设计是以相关规范或标准为基础，设计时采用合适的材料以保证构件具有足够的强度。正如设备的承载构件一样，非弹性能量吸收或预期的超强度构件并不一定十分可靠。由于这个原因，标准中并不要求支撑结构元件进行延展性抗震设计。

### 13.4.5　性能水平和预计性能水平

读者可能已经注意到，安装在特定位置处的设备在选择相应的校验等级的过程中，站点在 PGA 0.1$g$ 到 0.5$g$ 范围内需要使用中等水平的 RRS（0.25$g$ PGA，见图 13.6）。同样地，站点的地面峰值加速度超过 0.5$g$ 需要使用高级的 RRS（0.5$g$ PGA，见图 13.5）。这意味着具备高等或中等水平 RRS 的设备在现场进行安装时，现场的震动水平可能高于校验时的震动水平。这种情况确实存在，在这一节中讨论

了如何处理这种情况。

如前所述，IEEE 693 中规定的相对保守的验收标准和 RRS 定义的地面运动等都保证了抗震安全裕度在允许范围内。制定 IEEE 693 标准的目的是为保证满足该标准的设备，在实际测试中采用两倍地震强度后仍能保持原有的功能。将两倍校验等级（RRS）定义的振动水平称为性能等级（PL）。在震动等级比较高的现场，RRS 把 PGA 固定在 0.5$g$；高性能等级的光谱将由相同的频谱形状来定义，将 PGA 固定在等于 0.5$g$ 或 1$g$ 的两倍。也就是说，整个 0.5$g$ 的 RRS 由两个比例系数产生的 PL 光谱缩放。以类似方式，适度的 PL 光谱一般将 PGA 固定在 0.5$g$。低级别的抗震水平被认为是和低等级的 PL 一样，都把 PGA 设定在 0.1$g$。由于变电站的场地定义了高、中等地震水平，也是基于具有 2% 的概率发生超过 50 年一遇甚至更大的地震，很明显发生对应于 PL 谱的地震确实是非常罕见的事件。IEEE 693 允许通过测试 PL 来验证设备的抗震性能，对设备施加极端水平的负荷，并把 PL 的验收标准设定在更接近于设备故障的水平。这在理想的情况下是可取的，以测试每一个设备的适当的 PL 光谱。然而这样做往往既不实际也不经济，并且还需要考虑以下一些因素：

1）测试实验室中的振动台可能无法达到所需的加速水平，尤其是在低频段。

2）在负荷水平接近硬脆材料（如陶瓷）的理论断裂强度时，可能会存在安全隐患。

3）在一个测试中，PL 验收标准允许对一个永久变形的韧性元件进行测试。这将使一个昂贵的测试品报废，从而带来明显的财务损失。

基于这些原因，IEEE 693 中描述的校验方法主要是基于标准的测试或分析，或测试其 RRS 水平而不是 PL。然而由于检测相应的 PL 是一种能够最全面、最可靠展示其性能的手段，IEEE 693 并不妨碍或阻止设备进行 PL 测试。对于组件（如基础隔震结构和油浸式变压器套管）来说，PL 测试是必需的。

当在 IEEE 693 中应用某一校验等级时，测试或分析设备的振动水平只有 PL 的一半。正如前面所讨论的，由于 ASD 基础或 LRFD 的应用，并带有适当负荷作为校验程序中的一部分，这种设备的预期性能表现为可接受校验标准的两倍。设备没有经过校验但其性能超过已校验设备时，其性能在更高水平振动情况下依然须进行预测。如果对设备的故障类型有合理的认识，设备的性能表现有理由相信能符合要求。

需要注意的是，这种方法的有效性依赖于确定一个单独设备最大应力出现的位置，并且在测试或分析过程中监测这些位置处的压力。如果不以这种方式进行测试或分析的话，设备内部的关键位置可能会过早失效——低于 PL 水平。除了上述考虑的因素之外，设备的动态负载响应可能在 RRS 水平和 PL 之间变化。如果这种响应不能得到合理处理，设备可能会过早失效。

上述讨论中涉及到设备的结构性能，但只分析设备的校验等级并不能保证其电

气功能正常。振动台测试只为那些经过电气测试后的设备提供电气性能保证并且只针对在测试中应用的设备等级。对于在过去地震中表现不佳的设备，可以对其根据其他标准进行动态分析并进行振动台测试。但如果在过去设备的性能是通过上述方法校验直到达到一个可接受的程度，那么静态或静力系数分析方法仍然十分有效。

一个严格的抗震校验要求，即使满足高级和中级的 PL，也不一定满足低级 PL，这意味着没有哪种 PPS 或者报告可以满足该要求，但在这种情况下必须满足以下条件：

1）对于低级地震 PL 应至少能承受设备及其支持结构中心处 0.2 倍水平方向上的设备重量以及 0.16 倍垂直方向上的重量。将所得的负荷与最大正常运行负荷及静态负荷相结合，以最大限度地发挥其应力。应按照 IEEE 693 中规定的要求和 ASCE 手册中 113 部分进行设计。

2）设备及其支撑结构应具有定义明确的负载路径。建立具体的负载路径有助于描述功率传输到负荷点处的设备及设备的支撑结构所经过的路径。在所有外力中还应考虑的因素有地震（三轴负荷：两个水平轴和一个垂直轴）、重力和正常的运行负荷。负载路径不应该包括以下内容：

a）故障损坏的构件。

b）会产生非弹性变形或产生无节制的平移或旋转的材料及元件。

c）仅与摩擦力相关的约束装置（控制耗能装置除外）。

## 13.5　安装

前面的讨论都集中在对设备的校验上，而制造商应该承担很大一部分责任。然而，电力企业或变电站所有者必须以通过抗震校验的方式安装相关设备，以保持其具有持续有效性。这些设备安装的做法包括使用适当的支撑结构、锚具和松弛导体。

设备应采用第 13.4.4 节所述的相同或动态等效的支撑结构进行安装。

设备或支撑结构的锚具应能够抵抗在抗震设计时施加的负载。大型设备锚具通常是通过焊接设备来支撑，或底板为钢板，或者在混凝土基础中嵌入物体来完成。预埋的钢板应该用焊接螺柱、钢筋或其他材料与混凝土相连接。地脚螺栓也经常用来固定设备及构件。这种螺栓在设计时应有足够的强度，并在脆性失效模式（如混凝土发生楔形破坏）发生之前使地脚螺栓足以嵌入钢筋中。ASCE 手册 113 部分对固定装置的设计提供了详细的指导。

在进行设备校验的程序中，通常在一个无关的或独立的条件下进行测试或分析。当由导体相连时，特别是在导体或母线运行时，如果设备没有足够的松弛性或灵活性，可能会改变设备对地震的响应。在母线运行时通过延长电缆导线或采用扩展连接器（如热力接头），由此增加松弛性或灵活性。通过观察和复杂的分析及进

行各种实验，在过去的地震中，导体间的相互作用很可能已经对设备造成损坏。

设备之间的连接元件相互作用产生的最明显的结果是设备之间的变形超过了允许的松弛度。在这种情况下，导体内部会承受强大的拉力。不太明显的结果是，在导体充分松弛的情况下，由于允许两个设备之间产生一定的位移，在这种情况下，因为存在有一定重量的物体和刚性构件，在某种程度上构件间的相互作用仍然将会发生。

灵活的母线设计需要采用在设备的抗震校验过程中测量或计算出的终端位移。IEEE 693 为确定灵活母线的最小长度提供了指导，以满足其位移需求。而 IEEE 1527 提供了一个更全面的设计步骤。当指定导线发生松弛时，必须考虑电气间隙的影响。目前抗震设计标准很少对由硬母线相连的设备间的相互作用提供指导。对于总线类型的讨论可参考文献［8］*Application Guide for the Design of Flexible and Rigid Bus*。

## 参考文献


1. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*, IEEE Std. 693-2005, IEEE, Piscataway, NJ, 2006.
2. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*, IEEE Std. 693-1997, IEEE, Piscataway, NJ, 1998.
3. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Recommended Practice for the Design of Flexible Buswork Located in Seismically Active Areas*, IEEE Std. 1527-2006, IEEE, Piscataway, NJ, 2006.
4. American Society of Civil Engineers, *Guide for the Design of Substation Structures, Manual of Practice 113*, ASCE, Reston, VA, 2007.
5. American Society of Civil Engineers, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*, ASCE 7-10, ASCE, Reston, VA, 2010.
6. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Recommended Practice for Seismic Qualifications of Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations*, IEEE Std. 344-2004, IEEE, Piscataway, NJ, 2004.
7. Federal Emergency Management Agency, *Recommended Provisions for Seismic Regulations for New Buildings*, NEHRP-2000 (National Earthquake Hazards Reduction Program), FEMA, Washington, DC, 2000.
8. Dastous, J.-B. and Der Kiureghian, A., *Application Guide for the Design of Flexible and Rigid Bus Connections between Substation Equipment Subjected to Earthquakes*, PEER 2010/04, Pacific Earthquake Engineering Research Center, Berkeley, CA.

# 第 14 章　变电站消防

14.1　消防目标 ………………………… 256
电力供应可靠性 · 运行安全性 · 收益和资产保护 · 合规性 · 风险管理
14.2　消防理念………………………… 258
设计消防/安全 · 自动消防 · 人工灭火 · 灾后恢复 · 事故应对和预案
14.3　预想火灾事故分析……………… 260
可燃物控制 · 火源控制 · 变电站风险 · 控制室具体风险 · 开关站风险
14.4　消防减灾措施…………………… 263
变电站相关消防措施 · 变电站控制室消防措施 · 安全出口设施 · 被动防火措施 · 主动防火措施 · 手动消防措施 · 变电站开关防火措施 · 消防保护选择标准 · 经济风险实例分析
14.5　火灾事故的管理和防范 ……… 274
消防安全计划 · 消防行动计划 · 消防训练 · 外部环境防范 · 灾后恢复
14.6　结论……………………………… 277
14.A　附录 A：控制室消防审核清单 … 277
风险评估 · 生命安全评估 · 消防评估 · 危害评估
14.B　附录 B：开关站消防审核清单 … 278
风险评估 · 辐射评估 · 火焰蔓延评估
参考文献………………………………… 280

Don Delcourt
BC Hydro
and Glotek Consultants Ltd.

变电站发生火灾的概率很低，但是一旦发生可能对变电站造成很大的灾难。变电站火灾会极大地影响用户和电力公司的财产和收益，火灾也可能给电力公司的员工、消防人员和群众带来危害。设计、建造和运行变电站需要正确认识火灾的危害和带来的风险，并且采取合适的消防措施。

本章是关于变电站消防的概述，其目的是来帮助变电站设计者确定消防目标，预估变电站火灾危害程度，以及补救措施和评估这些措施的成本。首先必须声明这

仅仅是一个概述，并没有包含很多的细节展开。如果需要更多的细节，推荐设计者参考 IEEE 979 的变电站消防指南 2010。

## 14.1 消防目标

变电站设计者在评估和选择消防措施前，必须要参考变电站所有者的消防目标。电力公司或者变电站所有者的消防目标有：保证电力的可靠供应，运行安全，保证收益和资产安全，或者服从监管条例等目标。每个目标对消防保护的选择有着不同程度的影响。下面详细阐述这些目标：

### 14.1.1 电力供应可靠性

电力用户和监管机构对电力公司电力供应的可靠性提出了很高的要求。为了满足这一要求，电力公司或者变电站所有者必须了解所有会影响电力可靠供应的因素。火灾是影响可靠性分析的因素之一。一些电力公司设置的电力供应可靠性指标为 99.96% 或者更高。一个枢纽变电站的变压器着火或者其变电站控制中心起火会造成极其严重的停电事故，直接影响电力公司的供电可靠性。除了运行的可靠性，人们越来越关注火灾引起停电所产生的社会影响。在过去，人们很难对这些影响进行定量分析，但最近的研究成果中已经有定量分析的方法了。研究显示根据用户停电时间，每停 1kWh 的电量，社会就要损失 1～10 美元不等，再根据停电的负荷损失就可以很容易地估计出采取消防措施提高供电可靠性所带来的收益。

### 14.1.2 运行安全性

变电站火灾会直接或间接影响群众、应急服务部门和员工的安全，因此设计者必须把火灾对他们的相关影响考虑进去。

#### 14.1.2.1 直接影响

1）任何一种油绝缘的电力设备爆炸产生的弹片可以击中 76m 或者更远距离内的邻近设备。

2）变压器爆炸会造成爆炸冲击并且油会喷在邻近的设备上。

3）变压器火灾会引起绝缘油起火，其造成的热辐射超出变电站地域范围可能点燃附近的建筑和植被。

4）绝缘油起火也会产生很大的火灾烟流，高度可达 33m 及以上。在较强的风力影响下，火灾烟流会倾斜以致影响邻近建筑，其中的火星和烟尘会点燃或者污染附近的建筑物。

5）没有火灾泄露控制设备的变电站，燃烧的油会飞溅出变电站从而点燃附近的建筑。

#### 14.1.2.2　间接影响

变电站火灾会直接影响群众的电力供应。造成的间接影响有：在恶劣的天气环境下没有热力或冷气供应，室内照明，高层建筑的电梯被切断，商店的电脑无法使用，而且商业税收会因为人们工资的减少而受到影响。这种电力供应中断造成的损失是可以估计的，并且可以作为消防设计的分析材料。

#### 14.1.2.3　应急服务

消防人员可能没有经过变电站火灾或电气安全方面的训练。室内或室外变电站火灾和消防人员接触的火灾，是显著不同的。最大的区别在于消防人员需要应对变电站的电力隐患。消防人员需要在扑灭火灾的过程中扮演一个主动的角色。变电站火灾发生时，控制电气安全的专业操作人员可能到达较迟，在某些情况下可能长达一个小时。因此，在变电站火灾发生的情况下，消防人员必须训练有素和具有耐心。在这些延迟和闲置的时间内，消防部门在等待机会进入变电站时，是无法对其余的紧急状况有所反应的，变电站的特殊环境和设备系统也与消防人员一般工作的环境不同，这些都足以说明变电站安装自动防火装置的必要性。

#### 14.1.2.4　员工安全

变电站火灾的发生会给员工带来极大的风险，尤其是员工尝试用手动的方法来扑灭一个室内变电站或者大型变压器引发的火灾。电力公司的员工通常没有经过像消防员一样的专业训练，并且总是不能意识到灭火所带来的人身危害。美国国家防火协会（NFPA）在制定工业消防标准和安全法规时，应考虑将员工灭火作为一种主要的灭火手段。

### 14.1.3　收益和资产保护

任何公司运营的主要目标是产生效益来支付运营成本并获得盈利。私营的电力公司有很强的逐利心理。一个主要变电站的火灾发生会导致收益或资产损失，极大地影响公司未来的发展。这些与火灾相关的风险可以通过预防的消防措施或者购买保险来规避。当考虑收益和资产保护时，变电站设计者分析关键性因素并提出相应的防火措施显得非常重要。通常情况下，一台变压器可以引起一个毁灭性的火灾，但大多数情况下，变压器可以在没有显著停电的情况下进行切换。变电站控制室的火灾可以造成一个变电站停电时间长达 2 个月。因此，变电站控制室的保护必须优先考虑。我们可以很容易地估算出变电站火灾造成的资产损失，因此，通过成本效益分析可以证明变电站消防措施可以保证收益和减轻风险。

### 14.1.4　合规性

一些电力公司的变电站可在司法管辖区使用被授权的防火设备。在这种情况

下，适当的强制性标准规范是消防的关键性标准。例如，日本采用的变电站消防指南 JEAG 5002－2001[3]。另外，电力公司在设计运行一个变电站中必须考虑合规性目标。IEEE 979 变电站消防指南[1]是用来确保电力公司的消防水平满足良好的工程要求。在职责上看，电力公司也必须达到这些规定和标准。否则，它们可能被用户、监管机构、纳税人投诉。同时 NFPA[4]、CIGRE[5]、IEC 变电站消防文件也应被视为参考标准。

### 14.1.5 风险管理

电力公司面对风险的策略在维持运行和控制财产损失中十分重要。风险由两个因素组成——事件的频率和后果。在过去，电力公司没有在运行中设立火灾风险目标。他们的保险和政策中有火灾风险策略，但这些通常不在频率和结果上被量化。根据石油化工业和核电产业使用的标准，消防业采用了风险管理。在欧洲和北美采用了基于性能而设立的新标准，这些新的标准可采用概率性方法评估防火设施的可接受水平，并可用在核工业中评估核反应堆可接受的停运频率。

电力公司没有普遍适用的可接受的火灾风险标准，根据最大风险标准设立的数据已经被许多国家认可并在此基础上设立了员工安全标准。普遍可接受的个人最大风险标准是每年死亡率从 $10^{-6}$到 $10^{-4}$。英国为员工设立的健康和安全执行标准被普遍接受，但他们的每年风险标准死亡率为每年 $10^{-3}$[7]。

虽然概率的方法是一种可以运用于变电站设计的方法，但更普遍的方法可以应用于正式和非正式的过程。美国国家防火协会和社会消防工程（消防工程师学会）有许多关于风险管理方法的出版物。

## 14.2 消防理念

### 14.2.1 设计消防/安全

消防是一个设备，材料和工艺的合理选择可用来消除或降低火灾风险。消除或减轻由变电站设备和设计造成的危害是消防最有效的方法。去除或燃料点火源隔离是一些关键的防火措施，以下是一个变电站典型的火灾预防措施：

1）用六氟化硫断路器代替油绝缘断路器；

2）安装变电站防雷保护；

3）用高闪点绝缘油作为电力设备的冷却和绝缘液体。

### 14.2.2 自动消防

火灾自动消防是在设计中采取措施来减轻变电站固有设计和设备选型中的风险。消防典型的类型在 14.4 节中进行详细的讨论。这些措施用来自动检测火灾，

激活系统，扑灭和控制火灾。下面是应用在变电站的典型消防措施：

1）大型变压器安装喷水系统；

2）在变电站控制室安装气体消防系统；

3）在电缆室安装自动喷水灭火保护系统。

### 14.2.3　人工灭火

如果在设计和设备选择中没有自动消防装置，则可能需要地方消防部门（消防大队）进行灭火。如果变电站设计者评估了消防大队和消防部门的反应，那么人工灭火只能被认为是一种有效的消防手段。人工灭火的成功需要许多条件，下面是人工灭火需要考虑的条件：

1）尽早通知消防队火灾发生的地点；

2）他们能否在合理的时间内到达；

3）他们到达后的灭火速度；

4）有足够的人力和培训抑制火。

人工灭火理念可能有非常低的初始成本，但其有效性也很低。所以依赖该种灭火方式可能会造成极大的收益、资产和服务水平的降低。变电站设计者要清楚这种理念，因为当火灾发生时会产生很严重的后果。以下是一些典型的人工灭火措施：

1）训练消防大队；

2）一个变电站消防栓给水系统；

3）变电站配备 160kg 干粉灭火器和泡沫灭火器。

### 14.2.4　灾后恢复

另一个和人工灭火同等重要的理念是提供措施让变电站在火灾后恢复运行。一些电力公司有临时移动的变电站和库存的断路器和变压器，但是变电站有些部分是不能被替换的，例如变电站控制室或者控制设备。这种方式可以运用在变电站的特定部分比如两台变压器都能承载变电站的全部负荷，如果火灾中失去了一台变压器，变电站仍然可以运行。这种方式在一种关键性设备出现差错而另外许多关键性设备仍可正常运行，但变电站控制室是一个这种方式不起作用的关键因素。

### 14.2.5　事故应对和预案

事故应对和预案是指电力公司制定的一个关于运行、安全、需要采取的消防措施和在火灾发生后与消防部门怎样协调的详实计划。这种方式不需要火灾发生后再去协调，节约了时间，更多的内容会在 14.4 节中介绍。

## 14.3 预想火灾事故分析

设计一个新的变电站或者评估一个已经投入运行的变电站的关键步骤之一是确定火灾造成的影响。如果在设计阶段，已经确定了火灾造成的影响，那么就可以采取措施减少损失。

预想火灾事故是创造一个火灾发生的环境。预想的火灾具有以下内容：

1）火灾发生在一个指定的时间间隔内；

2）拥有一个初始火灾大小和一个蔓延的概率；

3）结果用死亡率、受伤概率、资产损失、收入减少量和运行亏损表征。

为了让预想火灾的存在，必须有燃料和一些着火点。以下是火灾危害控制的典型方法。

### 14.3.1 可燃物控制

这种消防措施是通过减少和限制火灾需要的可燃物来控制火灾的规模和持续时间。一种控制方式是把易燃的液体装入特定的容器后存放至指定地点。另一种方式是将变压器放入一个盆状地形中来遏制变压器油外泄。通过控制可燃物来控制火灾也可以通过以下方式实现：

1）密封储存布料（干净的和脏的）；

2）密封储存可燃材料（木头和电缆）；

3）密封储存易燃液体（变压器油、充油电缆）；

4）密封处理垃圾；

5）使用可燃电缆（加 PVC 外壳）。

### 14.3.2 火源控制

这种消防措施是控制和减少易燃物被点燃的概率。例如规定变电站所有地方都禁止吸烟而不是允许在一些不易着火的地点吸烟（如餐厅）。另外如果要进行焊接或者高热的工作则需要特殊批准和监督。通过控制火源的方式控制火灾也可以通过以下方式实现：

1）电力装置；

2）电缆；

3）高热工作；

4）燃油加热装置；

5）摩擦产生装置。

消防规范对使用、储存、处理易燃易爆物品的方法有相应的规定，并且对一些有火灾隐患的作业比如喷漆、焊接切割都有相应的安全标准、保护标准和维护

标准。

NFPA 对各种不同的场合（即核电厂、火电厂、LDG 和 LDG 电厂）、危险作业和设备（燃气锅炉、电力设备维修）制定了最低限度的消防标准和消防措施。

### 14.3.3　变电站风险

引起变电站火灾的因素很多，这些因素都是典型火灾的成因。火灾种类根据变电站使用的设备和系统划分。下面是一些引起变电站火灾的设备：

1）高压直流真空管；

2）室内和室外的油绝缘设备；

3）油绝缘电缆；

4）氢冷同步调相机；

5）多氯化联苯绝缘设备。

有一些其他变电站的具体火灾类型没有记录。IEEE979[1]，工厂数据交互，NFPA 850[8]推荐电流转换站的消防。CIGRE TF 14.01.04 报道了在高压直流换流站方面的消防[10]。同时，爱迪生电力研究所“建议完成电力设施（现有的或设计中的）火灾危险性方面的分析，1981”[11]并且提供相关的分析过程。

电缆的绝缘层是一个主要的风险源，因为绝缘层容易被点燃并且可以持续燃烧。电缆短路可以产生足够的热量来点燃电缆的绝缘层并且持续燃烧，产生大量有毒的浓烟。由于油可以助燃且会飞溅，则绝缘电缆的潜在风险更大。

利用矿物油绝缘的设备像变压器、电抗器和断路器产生的火灾隐患主要是因为油是一种可燃物，短路会将其引燃。渗水、内部绝缘故障、外部短路和合错开关是造成绝缘油起火的原因。这种电弧可能会产生击穿气体，如乙炔和氢。根据故障的类型和严重性，气体可以产生足够的压力导致变压器油箱或陶瓷套管破裂。一旦油箱或者套管故障，很有可能产生火灾或者爆炸进而产生巨大的损坏。这种爆炸会导致油液飞溅起火形成大面积火灾，由于油的容量、喷溅的容量、周围区域的斜度和土地表面的不同（草地或者沙地）而略微有所区别。油液喷溅起火产生的辐射换热可能导致变压器周围区域的损坏，而对流换热会使绝缘上方区域损坏。

变电站可能包含普通工业灾害，如使用和存储易燃压缩气体，热加工，储存和处理易燃液体，垃圾储存，加热设备存在，以及危险品仓库。当地消防守则或 NFPA 守则可以提供识别常见火灾隐患的方法。

### 14.3.4　控制室具体风险

室内变电站的火灾隐患主要是建筑内的冲击压力，热和烟，这可能导致以下种类的损坏或影响：

1）油绝缘设备的爆炸可能导致建筑结构的爆炸性损毁，结构或者绝缘故障可能导致建筑的结构损伤或损毁；

2）烟雾损伤是导致变电设备损伤的主要原因（腐蚀性损伤）；

3）烟和热的爆发可能占据建筑，对紧急救援人员设法疏散通道或者开展后续灭火造成困难。



图 14.1

建筑内变压器的具体火灾隐患有：

1）使用裸露的易燃材料；

2）使用可燃性装饰；

3）建筑中存在应急发电机、商店或者其他非重要设备；

4）电池和充电系统；

5）电源保护系统；

6）通信设备；

7）SCADA 设备；

8）电脑设备；

9）电缆传播区域、电缆沟、电缆隧道及高压直流电缆设备；

10）电缆开关站口没有灭火设备；

11）相邻的油绝缘变压器、断路器和其他电力装置；

12）高压设备；

13）干式变压器。

上述的任何火灾隐患都可能导致关键操作控制设备和保护设备的损害或损毁。损坏可能使客户持续停电造成严重的经济损失（见图 14.1）。

### 14.3.5　开关站风险

具体存在潜在火灾隐患的变电站开关设备包括：

1）油浸式变压器和断路器；

2）稳压器；

3）充油电缆；

4）管式光缆；

5）油绝缘子；

6）电容器；

7）电缆油泵房；

8）变电站消防；

9）油加工厂；

10）氢冷同步冷凝器；

11）汽油储存或配送设施；

12）植被；

13）消防服务楼；

14）有毒药品或危险品仓库；

15）存储仓库；

16）备用柴油发电机建筑。

变压器和断路器等关键部件的故障会直接导致收入降低或财产损失。其他的开关组件可能使某些关键部件具有火灾危险（例如，易燃物靠近母线支撑构件或者输电线路）。另外，请参见附录 14. B。

## 14.4　消防减灾措施

### 14.4.1　变电站相关消防措施

当评估一个新的变电站站址或者改变现有变电站的站址时，变电站设计人员应该考虑变电站地址的位置的防火性以及站点的消防站配备。以下是一些有关站址选择的注意事项：

**1. 外部风险**

外部风险存在于变电站外部，但可能影响到整个变电站。除了供电公司可能无法控制外部风险外，这些外部风险和典型的内部风险大体相同。例如大型易燃建筑物或紧邻变电站的设施（如化学厂、电厂、LNG 存储设施以及其他高危工业设施）。这些风险也可能是以自然的形式存在，如茂密的森林地区和紧邻站点的草地。应该对发生火灾对变电站的影响、火灾的危害程度以及是否采取了措施以降低

发生火灾的风险等方面进行评估。

**2. 场地分级**

值得注意的是坡度较大的站点可能会加快矿物油中火星传播的速度，除非在设计时就考虑到相应的抑制措施。对于坡度较大的站点的首选设计方案是借助其他重要建筑物或设备来减小坡度。

**3. 风向**

变电站设计人员需研究变电站区域内的风向和风速强度数据。如果风向和风速强度数据的准确性能大体保证的话，对这些数据进行分析或许可确定主变与其他变压器或主控室的方位在设计时的不一致。如果变电站设计人员确定出的站点是处于偏北风较频繁的区域中，那么把带油设备设在南北方向可能就不合适。变电站设计者应该考虑把设备设成东西向或南北向的人字形结构。

**4. 消防响应能力**

变电站的关键环节之一是公共消防的保护能力是否足以消除站点内的火情，这是变电站防火安全保证的重要因素。如果变电站中没有自动或手动的防火措施，那么就应把消防重任留给公共消防局或者消防队。设计者还应检查变电站附近的消防用水是否可用，这是手动灭火的关键。

## 14.4.2 变电站控制室消防措施

减轻或减少火灾危险的措施，通常称为防火措施。美国国家防火协会和当地建筑法规都规定了有关消防设计和应用方面的标准。防火措施可细分为如下几条：

1）消防安全；

2）被动消防措施；

3）主动消防措施；

4）手动消防措施。

以下内容是对以上措施的简要说明。

### 14.4.2.1 消防安全

1）消防安全措施通常包括在建筑物中、火场中为保证设备及人身安全采取的保护措施。

工作人员应能在没有危险或有害的环境（蒸汽泄露、一氧化碳、二氧化碳以及其他气体）下离开变电站。

2）消防人员应能做到安全救援，防止火势蔓延。

3）建筑物坍塌不会威胁可能身处建筑物附近的人（包括消防人员）。

为了实现这些目标，消防安全系统应该具备以下性能要素：

1）在火灾初期就被及早发现；

2）启用建筑占用标识并将火情通报给消防部门；

3）设置光照充足的安全出口；

4）设置照明出口标志；

5）在建筑物内的所有区域设置足够通行的防火安全通道。这些通道应直通到建筑物外；

6）在建筑物楼层间或者高危房间之间设置必要的隔离间，以防止火势蔓延；

7）对结构部件设置被动保护装置，防止因部件发生故障而引起火灾。

#### 14.4.2.2　火灾预警系统

火灾预警及检测系统的基本功能是在火灾早期阶段提供检测火情的方法，为人身安全提供预警，并启动自动或手动灭火装置。火灾预警系统还能将火情报告到远程检测站。反过来，远程检测站可以调用当地消防部门实施火灾救援。火灾预警系统还能为当地的消防部门提供火灾位置等信息。

火灾预警系统包括控制面板、电源、信号、启动装置或火灾探测装置（例如水位、烟、热或火焰探测器）、听觉信号设备（如警铃、报警喇叭或警笛）和信号器，所有这些设备都通过电线相互连接。此外，火灾报警系统端口也要与不同类型的自动灭火系统（自动喷水灭火系统或气体灭火系统）相连。

变电站在发生火灾时会生成能产生大量高密度、有毒且具有腐蚀性烟雾的材料。为了防止在火灾现场产生的大量烟雾扩散，空气管道的烟雾探测器应安装在通风或回风系统中，且火灾预警系统中任何类型的火灾检测器（烟雾、热量、火焰等）或自动灭火装置应做到可关闭所有的通风系统。

质量过关的火灾预警系统应能及早发现火情，结合快速灭火装置（无论是自动方式还是手动方式）能够降低或减少火灾导致的直接损失和间接损失。火灾自动报警系统在设计、安装、检验和测试中应遵循各种规范和标准。例如：

1）当地消防及建筑规范；

2）NFPA－72 国家火灾报警和信号规范[12]。

通常情况下，火灾预警系统的控制面板位于变电站入门玄关或控制室内。在控制方面，继电器以及电力通信室的点状型光电检测器应安装在天花板或地板的下方。如果变电站需要快速响应，空气采样检测装置也可安装在这些位置上。在馈线方面，在电缆布线区域和开关柜区域，应安装点状型光电检测装置、线型光束烟雾探测装置和空气取样检测装置。在变电站的其他区域，可使用光电检测、热检测或洒水喷头。通常情况下，牛角频闪类型的信号装置可安装在整个变电站内，且火灾预警系统可由本地监控系统或供电公司的控制中心操控。

### 14.4.3　安全出口设施

消防安全的重要防火设施之一是建筑安全出口设施。这些设施使工作人员可撤离大楼，防止他们处于烟雾和大火中。出口设施也能使灭火人员进入，且可到达着火楼层，防止他们在进入大楼前处于大火和烟雾之中。

建筑物安全出口系统包括垂直或水平出口及其他各种相关构件。垂直出口设施

包括消防通道或坡道，水平出口设施由防火出口走廊构成。水平和垂直出口设施都需通向建筑物的不同楼层，故没有哪部分建筑区域可超过最大允许通行距离。在出口设施的起始处，提供了一种可隔离火情且通向安全走廊的安全门。允许通行距离是从这个安全门到房间内最远的区域间的距离或经这个门所通行的距离。垂直或水平出口处应能做到至少有3/4个小时与火隔离，以确保该设施至少能保持3/4个小时完好无损。出口处应设有应急照明系统并至少可提供10lx的照明，以确保建筑物内的居住者能够在停电期间逃出火场。出口设施需延伸至建筑物外或建筑物以外的公共通道。

安全出口必须符合当地建筑与消防法规要求，同时应满足生命安全法规[13] NFPA 10。这些法规对安全出口设施的使用、高度、尺寸以及涉及到的特定建筑物的面积等方面提出相应的建议。通常，对出口设施的要求如下所示：

1）通向出口处的最大允许距离为30m。

2）走廊和楼梯的防火强度至少应耐受3/4h的火焰或者至少达到所需基本的防火要求。

3）出口的最小宽度为1m。

4）在每个安全出口处的地板上都须安装安全标志。

出口和通向出口的道路都必须有紧急照明系统，并且地板处的亮度至少为10lx。变电站中典型的出口设施应至少耐受1h的火焰，以使楼梯、走廊和外门部分与火隔离。

### 14.4.4 被动防火措施

被动措施即静态措施，目的是控制火势蔓延的态势，减小火灾的影响。建筑物内若发生火灾，这些措施是保证生命财产安全最常用的方法。这种保护把火情限制在一个有限的区域内，以确保某个实施能有效耐受规定时间的火焰。因为该措施不需要人为干预或机器操作，被动保护的可靠性很高，故得到普遍采用。被动保护的常见类型如下所示：

1）灭火；

2）控制火情；

3）使用不燃的建筑材料；

4）使用燃点高或烟量少的新型材料。

被动保护的可靠性程度是基于区域的占用面积和所需结构的完整性。在这两个因素中，结构的完整性对人身和财产安全至关重要。若建筑架构过早损坏则可能导致建筑物内的人员被掩埋，严重妨碍后续灭火，并可能导致建筑物的彻底坍塌。

另一个保护人身安全的措施是将火与安全走廊分开。走廊或出口可允许建筑物内所有人员在没有火/烟的情况下安全撤离建筑物，并允许消防人员在不接触火的条件下安全到达着火楼层。被动保护的安全出口设施的要求是基于建筑物的分类，

因为出口设施必须和楼层设施的防火等级相同，即不得在 45min 内被烧穿。

通常情况下变电站中的建筑物应采用不燃材料。下面是一些 IEEE979 标准中所推荐的典型防火隔离等级：

1）最小耐火两小时等级：控制室、蓄电池室、开关室、电缆室或电缆隧道、电信室、商店、办公室、仓库区、应急柴油发电机，以及易燃易爆储藏室。

2）最小耐火三小时等级：变压器间隔及油断路器。

## 14.4.5　主动防火措施

主动防火保护措施即自动防火保护措施，在火灾出现时发出警告，并消除和控制火情。采取这些措施的目的是自动扑灭火焰或将火情控制在早期阶段，而不会危及生命财产安全。正是由于具有这些优点，主动保护在建筑物和保险机构得到广泛接受和认可。保险公司发现当安装自动灭火装置后，其财产损失显著减少。

自动灭火系统包括足够的灭火剂、控制阀、传送系统和火灾探测与控制设备。灭火剂实际上可能是无限供应的（如城市自来水喷淋灭火系统），也可能是有限的（如水箱供给的喷淋系统）。控制阀的典型例子是雨淋阀和自动喷水灭火阀。传送系统由管道、喷嘴和发电机组成，并且其配置形式和数量都合理，以避免发生火灾。火灾探测设备和控制设备可以是机械的或电动的。这些系统包括火灾检测装置如洒水头，或者使用单独的防火与探测系统。这些探测系统一旦探测到火情，随即发出信号，并启动灭火系统。

主动保护系统包括湿性、干性及预作用喷水灭火、雨淋系统、泡沫系统和气体系统等。每一系统在参考准则及应用建议方面的详细介绍都收录在 IEEE 979 标准中。

## 14.4.6　手动消防措施

手动消防需要的主要设备包括便携式灭火器、室内消防水管设施、烟/热通风及控制装置等。便携式消防设备通常由当地的消防机构提供。提供可用的便携式消防设备的目的是依靠建筑物内的人员把处于初期阶段的火灾扑灭。大火都是从小火开始，火灾在初期阶段扑灭可确保把损失控制到最小程度。

室内消防水管设施，可为室内人员和消防部门提供消防水源。安装室内消防水管或立式水管是为了在短时间内提供有效的水流用于灭火，例如高层建筑或面积较大的建筑物，水管可以使用 30m 长、口径为 3.8cm 的软管或使用口径为 6.4cm 的带阀门胶管。当建筑物超过一定高度和面积时，当地建筑消防规范会要求安装室内防火水管设施。立式水管的设计规范为 NFPA[14]。通常情况下，立式水管的安装数量应该按照一根 30m 的立式软管喷嘴产生 9m 的喷雾配置，并能够喷到建筑物内的所有区域。

提供烟/热通风设备和控制设备对室内人员来说非常重要，例如变电站中存在

大量可产生有毒、有腐蚀性、能产生浓烟及高热量的材料，却很少有通风设施（窗户或其他通风装置）。装设烟/热通风设施的重要目的之一是增加建筑物内的能见度，使得建筑物内的工作人员能够安全撤离，同时消防部门可以在没有产生烟雾的能见度下，快速进入建筑物内并迅速找到火源。该系统的另一个重要目的是控制和释放热量，以免火势扩散到其他区域。该系统还可以控制并释放因 PVC、橡胶电缆皮等材料发生绝缘破坏而起火产生的腐蚀性物质（如盐酸）。通常的烟/热的控制方法如下所示：

1）当火灾预警系统检测到火情时，关闭大楼通风系统。

2）当使用火灾预警系统的防烟控制阀时，容易发生烧穿的危险区域应提供密封保护。

3）在火灾主控制面板上，允许消防部门有选择性地控制建筑物内的通风设施以疏通烟雾。

4）提供特殊的排烟系统以减轻高危区域的压力。

## 14.4.7 变电站开关防火措施

变电站开关所的防火措施有被动、主动、手动等措施，这与变电站建筑物的防火措施非常相似。这几种类型的防火措施唯一的不同之处是分别应对开关站中存在的不同类型的安全隐患。

### 14.4.7.1 被动措施

#### 14.4.7.1.1 空间间距

在油绝缘设备中设置空间间距是变电站开关所防火的重要措施之一。应对变电站中的设备做全面透彻的分析，包括设备热辐射对杆上设备、变压器及线路、相连的油绝缘设备和紧邻的变电站建筑物的影响。

在各种规范和准则中都推荐油绝缘设备和某些关键结构应保持一定间距。这一标准是通用的，可为某些特殊用途的设备提供适当的安全等级。过去，空间间距的标准是基于设备的电压等级或设备存储的油量而确定。从实用防火角度出发，确定油绝缘设备的空间间距最重要的方面是确定多远火焰能传递到附近暴露在外的设备上。如果变压器距离控制室为 30m，但是安装变压器时未考虑斜坡的斜率和漏油的油量，故只有 30m 并不够。如果变压器距离控制室为 30m，但是在安装变压器时考虑了斜坡的斜率和漏油的油量，可能间距为 15m 就已足够。变电站设计人员必须仔细分析设计意图，并分析发生漏油火灾时造成的影响，而不仅仅是根据设备的油量和电压等级而从设计表格（见图 14.2）中选择相应的间距。

在变电站的概念设计阶段，考虑变电站中的设备放置问题时应参考如下表所示的较为保守的间距准则。



图 14.2　变压器着火后给变电站控制室造成的损失。火焰比屋顶还高，导致屋顶坍塌掉入控制室

| 油绝缘设备与建筑物间的间距 | | | |
|---|---|---|---|
| 设备中油的体积/L | 额定 2h 建筑物/m① | 不燃性 建筑物/m① | 易燃性 建筑物/m① |
| <1 893 | 1.5 | 4.6 | 8 |
| 1 893 ~ 18 927 | 4.6 | 8 | 15 |
| >18 927 | 8 | 15 | 30 |

① 假设发生漏油火灾时，从火焰边缘到裸露建筑物间的距离。

IEEE 979 和 NFPA 850 导则为设置油绝缘设备之间的间隔提供了一些通用的准则，但是这些通用距离需根据所使用的绝缘油类型、站点斜度、应对漏油火灾的能力、套管的材料类型和预期的火灾影响等适当调整。当出现某一准则不满足的情形时，则需制定出相应的热辐射通量标准。IEEE 979 提供了如何使用热辐射通量图表的方法，美国核管理信息协会（NUREG）火灾动力学工具表[15]中的电子表格可对暴露在外的油绝缘设备和邻近建筑之间的空间间隔做出详细的工程分析计算。

如果上述空间分隔准则都不适用，则变电站设计人员应该采取漏油抑制措施，设置防火屏障或加装喷淋保护措施（见图 14.3）。

**14.4.7.1.2　地面覆盖**

地面覆盖对于控制油绝缘设备的漏油起火及扩散能起到很重要的作用。当燃烧的矿物油向覆盖有厚度为 15cm 且直径为 1.9cm 的石头时，火焰能自然熄灭。同样，考虑采取漏油抑制措施时，通常的做法是将填充石头，这种方法也能起到抑制



图 14.3　图中变压器间隔很近，且没有任何的漏油容量或灭火石。
一台变压器起火，导致附近三台变压器故障

火焰的效果。

**14.4.7.1.3　漏油起火控制**

漏油起火控制是在变电站开关所内使用的常用保护措施之一，它通常用于发生油泄露起火时，为使相邻的重要设备和建筑结构不受损坏而采取的措施。如果变电站站址倾斜严重且没有配置防漏油措施，则若发生漏油起火可能会传播很远。漏油起火控制措施和防漏油措施相似，但漏油起火控制的重点在于减少因漏油起火产生的影响。以下是一些典型的漏油控制措施：

1）加固混凝土结构的盆状池并填充灭火石或深度达 15cm 的石头。

2）拓宽周围有油绝缘设备并已填充石头的盆状池。

3）变压器附近有台阶或坡度较大的斜坡时，在稍远的地方挖掘盆状池。

**14.4.7.1.4　防火屏障**

当油绝缘设备不能保持所要求的间隔或远离如控制室那样的重要建筑时，防火屏障可充当热隔离和屏蔽片的作用。这些屏障可以由大片金属片、钢筋混凝土以及专门设计的耐热材料构成。这些屏障应延伸到每个漏油区域或可能发生漏油区域的边界外。屏障的最低高度应该根据变电站中其他裸露的关键部分可能的起火高度来确定。屏障的高度至少要比变电站中可能发生漏油起火的最高的设备高出 1m。IEEE 979 中有具体的防火屏障设置建议（见图 14.4）。

**14.4.7.1.5　电缆系统**

位于距大型油绝缘电气设备 6m 之内的电缆沟应该独立设计，应做到电缆沟壁



图 14.4　各单相变压器之间没有达到足够的高度的防火屏障来保护相邻 230kV 变压器的套管

防水并且电缆沟盖防水且不可燃。这样做的目的是防止漏油进入重要的电缆沟道，进而损坏控制线和电源线。另外，任意从开关站进入控制室的电缆沟道都应最少耐火 2h，以保证火势不会蔓延到控制室。对于有外部电缆沟道的系统，应该考虑在主要过渡区域或交叉区域填充沙子或沙袋，以防止火势蔓延。

**14.4.7.2　主动系统**

**14.4.7.2.1　主动防火保护系统**

自动灭火系统如喷淋灭火系统和泡沫灭火系统通常用来避免当绝缘设备间距离太小或离控制室那样的关键设备太近时发生火灾。当无法保持具有足够的空间间隔时，且无法安装防火屏障和其他被动防火设备时，那么就要用到主动防火设备。喷淋灭火器一直在控制大型变压器和断路器起火上非常有效，但是缺乏充足的水源供应。自动泡沫器需水量少且有效，但使用泡沫灭火器也带来环境方面的问题。IEEE 979 介绍了可用泡沫灭火器的详细信息（见图 14.5）。

**14.4.7.2.2　抑爆措施**

油绝缘设备发生内部故障可能导致氢气和乙炔含量增加，这可能导致设备箱体破裂和爆炸。目前实际的系统能够检测出变压器储油柜内极小的压力变化，在爆炸发生前排出储油柜内的惰性气体。使用这些防爆措施还可以防止设备发生火灾。

现在一些变压器生产厂家正在设计研发可以承受内部过电压的变压器储油柜。采取这些防爆措施也能预防变压器发生火灾。




图 14.5 正在运行中的变压器喷淋装置

#### 14.4.7.3 手动系统

##### 14.4.7.3.1 灭火器

便携式灭火器和干式灭火器都是在变电站开关所中最常见的手动灭火设备。通常，重 14kg 的 ABC 公司生产的干式灭火器位于油式变压器或其他开关所的防风柜中。有些变电站装有大型变压器，但是没有公共防火设备。供电公司通常为其在风雨遮棚里提供重 160kg 的 ABC 公司生产的干式化学轮式灭火器。这些大容量的干式化学轮式灭火器可以破灭大火。此外，供电公司也常在现场提供泡沫灭火器和小型泡沫灭火器拖车来扑灭大型变压器或断路器发生的火灾。

##### 14.4.7.3.2 水源供应

水源充足对于扑灭油式变压器上的火焰非常重要。变电站设计人员应该和现场职工及当地消防部门共同商议是否具有充足的消防水源。商议需分析是否有足够的水流速度、水压和持续时间。市政自来水可提供流速不超过 500L/min、水压不超过 133kPa 的有效供水。在某些变电站中没有可用的市政自来水，设计者需要寻找替代水源，如小溪、河流和池塘。当地消防部门也能够通过消防车水箱，或利用远处消防栓供水。

### 14.4.8 消防保护选择标准

通常，防火保护措施可以细分为消防安全类和投资类。消防安全类措施可以通过消防法规、建筑法规和安全法规强制执行。投资类的防火措施用于保证财产安全、节约收入并有助于保证对客户的服务质量。这种类型的防火保护措施不常通过立法规定，但是由于经济上的原因，例如为避免财产损失、收入损失和客户损失，可能需采取相应的保护措施。因此，怎样投资可降低发生火灾的风险，使用什么类

型的防火措施，发生火灾的风险是否因购买了保险就可避免，或者是否可认为允许存在一定的风险即投资所需的成本（即“什么都不做”的选项），都具有很大的灵活性。

与投资相关的防火保护措施可以根据公司相关的政策和标准，保险工程上的建议，行业惯例及其他具体的规范和标准（IEEE979 和 NFPA850）来实施，或者通过经济风险分析来完成。

经济风险分析是对与火灾发生的概率、因火灾造成的损失、采取防火保护措施的成本等方面相关的投资方式的评估。这种评估需要利用不同危险区域或危险类型下的与火灾发生概率相关的数据库，该数据库中还包括对已提出的保护措施的有效性的评估和估计火灾造成的损失等。潜在损失通常包括设备损失以及由于设备损失所造成的收入损失。

最常见的经济风险分析措施是效益/成本分析，这种分析可以通过以下公式计算得出：

$$效益/成本比=\frac{(年火灾频率\times火灾损失（收入和资产）)}{防火保护成本\times（1/防火保护措施的效果）}$$

通常情况下，该比率应该大于 1 并且优选比率大于 2 的保持措施。比率为 2 意味着避免火灾造成的资产损失是防火成本的 2 倍。因此，这是一个很好的投资。

评估过程中最困难的环节就是估计某些特殊危险地区发生火灾的频率。有些公司有很多发生火灾造成损失的相关历史和经济损失的数据库。这些数据库能用于评估特定情形下火灾发生的频率，但是结果可能因该公司的统计样本大小不同而产生偏差。还有一些在其他公共场合下的数据库和报表也可以提供有用的数据（如 NFPA 数据库[16]，EPRI 防火措施的脆弱性评估方法[17]，以及 IEEE 变压器火灾调查报告）。IEEE979 变压器火灾调查评估报告[18]在 IEEE979 给出。

一旦计算出火灾的潜在损失，设计人员应该把所有采取的防火措施的成本和效益加入到效益/成本方程式，并确定出效益成本比。如果这个比率小于 1，则所进行的防火投资为失败的投资。

## 14.4.9　经济风险实例分析

下面是简化的经济风险分析实例：

1）变电站中有 4 个 138kV 单相油浸式变压器。在这些变压器中有一台是备用变压器，其地理位置距其他变压器较远。这些变压器的总负载是 25MW，采用喷淋灭火系统灭火或控制变压器起火。同时采用喷淋灭火系统保护其他相邻的变压器。所有变压器的喷淋灭火系统的总费用估计为 60 000 美元，单台变压器的价值为300 000 美元。

2）由供电公司的首席财务官员来判断投资是否值得。

3）公司折扣率取 10%，并要求所有投资的效益成本比大于 2。装机成本为 25

美元/MW，设备的使用年限为25年。

4）每个138kV的单相变压器发生火灾的概率为0.00025/年，三个变压器发生火灾的概率为0.00075/年。

5）喷淋保护系统对相邻变压器的保护有效率为0.9。喷淋保护系统无法保护火灾最先发生的变压器，并认为起火处的变压器完全损毁。

6）假设位于三个相邻单相变压器的中间的变压器发生起火，若没有采取灭火措施，则火势会蔓延到相邻的两个变压器上。备用变压器不会受到影响，因为备用变压器和其他变压器距离较远。

7）此方案需估计三台变压器的停电时间（中间变压器起火可能烧毁其他两台变压器）和主变的停电时间（假设喷淋保护系统起作用并保护了相邻的变压器）。一台单相变压器的停电时间是5天，三台变压器的停电时间是40天。因此，预计的停电时间为35天。

8）预期收入为35天×24h/天×25MW/h×25美元/MW=525 000美元。

9）预计的全年收入和设备损耗成本=(年度平均消防频率)×(变电站停电造成的损失+相邻变压器的替代费用)=(0.00075火灾/年)×[525 000美元+(2×300 000美元)]=843.75美元/年。

10）折现率取10%，全寿命周期为25年下的平均每年的收入和设备折旧的净现值为7659美元。

11）效益/成本=7 659美元/(60 000美元×(1.0/0.9))=0.115。

#### 14.4.9.1 实例总结

计算得到的效益成本比为0.115，比要求的最小效益成本比率2要小。因为该措施不经济，安装喷淋保护措施的建议应被拒绝。应考虑其他的防火措施或者通过购买保险以降低风险，减少可能的资产（变压器）损失。其他的防火措施也可以使用经济风险分析方法加以评估。

应当指出，在前面的例子中不包括社会成本，信誉损失和可能的诉讼费用。

## 14.5 火灾事故的管理和防范

火灾事故管理是对火灾发生采取的一种应对措施，它包括以下几个方面：

1）变电站的消防安全计划；

2）运行计划；

3）消防训练；

4）外部环境防范；

5）灾后恢复。

### 14.5.1　消防安全计划

消防安全计划是在遵守消防规范的情况下确保大楼工作居住人员在火灾发生后有安全避灾点，并且大楼火灾发生后有应急组织和应急措施。

消防安全计划必须和消防部门或者相应部门协调并且应该包括以下内容：

1）火灾发生后的应急程序，包括：

a. 火灾警报；

b. 通知消防部门；

c. 当火灾警报响起通知楼内人员按指示避难；

d. 疏散人群，并让相关人员协助；

e. 确定着火点、控制并扑灭火灾。

2）任命和组织监督人员进行消防安全检查。

3）对监督人员和大楼内工作居住人员进行消防训练。

4）消防文件（包括火灾发生后的逃生地点、路线的图表）。

5）进行定期的消防演习。

6）控制大楼内的安全隐患。

7）定期检查楼内的消防设施。

8）发布消防应急预案——消防安全计划中的消防应急预案应向整个大楼发布，每层至少一份，用来告知楼内的工作居住人员火灾发生后如何保护自己及他人安全。

### 14.5.2　消防行动计划

消防行动计划需要提前拟定，是用来帮助消防人员处理火灾及在火灾中保障自身的安全。一个合适的消防行动计划一般由以下内容构成：

A. 消防行动计划图需包括

1）现场图；

2）进入路线；

3）大楼地理位置；

4）平面图；

5）消散烟雾和热量的通风系统图；

6）确定主要的火灾类型；

7）油绝缘设备位置；

8）电气危害的位置和性质的描述；

9）检测/固定保护的位置；

10）火灾报警系统；

11）火灾报警面板的地点、类型以及任何所需的密码；

12）任何系统设备的位置图；

13）现场附近市政供水信息和连接位置；

14）消防栓、消防泵及消防部门可以连接取水的位置；

15）水管位置；

16）洒水系统的类型、覆盖面积及阀门位置；

17）灭火器类型及位置；

18）泡沫消防系统类型和位置；

19）气体灭火系统位置；

20）电力线路图；

21）电气隔离计划/转移所有主要的电气设备到电池系统；

22）电梯控制装置种类、地点；

23）燃料位置（如丙烷、天然气）；

24）库存、UN 编号及所有有火灾隐患的材料位置。

B. 消防行动计划应包括以下内容

1）事先建立好通信线路；

2）确定去灭火的部门（私有的或者公共的）以及指挥人员。他们有权力对火灾进行管控；

3）确定现场负责人；

4）事先商定一个有足够的权力并且经验和知识丰富的人，负责联络事故现场的指挥官；

5）晚上消防部门对于火灾高发地区的图表；

6）定期进行现场演习来熟悉各个流程；

7）事先确定好现场人员的负责区域；

8）确定参与隔离故障设备或电路（本地或远程）的人员；

9）团队成员在事故规模大到一定程度时参与协助；

10）保证呼吸器的供应。

### 14.5.3 消防训练

新员工、承包商及参观者应训练如何有序逃离，了解变电站的火灾危害及消防法规。所有变电站员工每年都应复习消防相关的知识和消防行动计划。同时，消防部门也要对下辖的主要变电站进行一年一次的消防检查。

### 14.5.4 外部环境防范

外部环境防范主要是为了防止设备泄漏的油外溢。这种外溢包括火灾燃油飞溅，或者油进去需要灭火的水源中。同时，要防止油流入附近的河流、湖泊等。下列因素需纳入防止油飞溅的方案中：

1）现场位置的坡度；

2）引流；

3）电缆沟和控制室；

4）油的遏制；

5）变电站基建设施价值。

### 14.5.5　灾后恢复

灾后恢复的主要目的是将以后的消防安全计划安排的更加到位，对火灾造成的损失进行评估及恢复设备的运行。其次是恢复供电并且管理好灭火的水或介质使其供应不间断。要考虑的问题主要包括：

1）空气质量（尤其是室内）可能因 PCB 和石棉的燃烧而降低；

2）需要相关人员进行空气质量评估；消防部门往往不提供这类服务；

3）如果空气质量不合格，必须促进空气质量恢复，工作人员在此期间需要根据污染的种类佩戴呼吸设备；

4）重置已经使用过的消防系统中的设备；

5）进行一个详细的评估可以先隔离部分区域恢复服务；

6）进行根本原因分析，最大程度减小火灾再次发生的可能性。

## 14.6　结论

一个设计中或者已经运行的变电站的火灾危险评估和合适的消防方式的选择是确保供电可靠性，保证电力公司收益和资产安全的最好方式。变电站、开关站和控制大楼的消防审核清单包含在附录 A 和附录 B 中，它可以在评估过程中起到一定帮助。IEEE 的变电站消防指南在评估过程中具有非常好的指导作用。

## 14.A　附录 A：控制室消防审核清单

### 14.A.1　风险评估

1）复审控制室和控制大楼的火灾损失对变电站运行的影响和本身的资产价值；

2）复审历史上变电站控制大楼发生火灾的频率。

### 14.A.2　生命安全评估

1）复审变电站控制室布局确保有至少两个出口；

2）确保在大楼内任何位置距离出口不超过 30m；

3）确保所有出口有明显的出口标志；

4）确保每层都有应急灯沿出口的道路布置，亮度至少10lx；

5）复审每个房间的大小尺寸确保有合适的出口及到出口的距离不超过30m；

6）确定是否任何大楼都有火源监测系统。

### 14.A.3　消防评估

1）复审消防部门到火灾现场的能力；

2）复审消防用水的供应；

3）复审所有控制室的消防设备是否充足；

4）复审控制大楼的基本消防设备，存在的火灾危害，变电站和消防部门的反应时间；

5）确定火灾监测系统的种类，空气采样监测或者烟雾监测系统（光电监测）可以在火灾发生的开始（一个小的短路－电弧）便发现和报警；

6）确定灭火系统的种类，要求其能在一个设备的可接受损失内扑灭火灾（如气体灭火系统在火灾初期灭火［无部件损失］或者用喷水装置灭火使损失控制在一个设备柜体中）；

7）复审大楼有人的时间以及人员能在保护自己安全的情况下使用灭火设备灭火的能力，确保手提式灭火设备的数量水平。

### 14.A.4　危害评估

1）复审控制大楼内另外一些功能区（商店、办公室、贮藏室等）在电气设备下的暴露程度；

2）复审易燃材料在控制大楼内的应用（外表面和房顶等）；

3）复审大楼控制室内表面易燃材料的应用，确保工程完工后火焰的蔓延效率低于25；

4）复审变电站暴露在外的电缆的易燃程度，确保其达到了IEEE383[18]的标准；

5）复审控制室和员工之间的隔离墙确保隔离墙可以承受至少一个小时的火焰烧灼。

## 14.B　附录B：开关站消防审核清单

确定一开始电力设备的布局和设备的种类。

### 14.B.1　风险评估

1）复审不同设备的临界值；

2）复审绝缘油液的种类及其易燃程度；

3）复审不同设备的历史火灾频率；

4）复审消防部门到达事故现场的能力；

5）复审消防用水的供应；

6）复审所有已投运变电站的消防设备是否充足。

## 14. B. 2　辐射评估

1）复审单相变压器和其断路器之间的距离是否符合 IEEE979 标准；

2）复审大型三相变压器和其断路器群或旁边单相变压器之间的距离是否符合 IEEE979 的标准；

3）复审变电站油绝缘设备间距是否符合 IEEE979 标准；

注意：大楼内设备区的窗户或者外表面需要进行辐射热量统计或者采取安全措施防止被设备热辐射引燃。消防工程协会的“评估火焰对周围目标的热辐射指南”可以作为热辐射计算的参考。

4）复审油绝缘设备和线路的距离；

注意：暴露在外的线路可以产生足够的热通量点燃周围的易燃植被和建筑结构。需要考虑详细的热辐射量。

5）复审是否使用了 IEEE979 中解决特定辐射危害的方法，如更换不同类型的设备和绝缘油的使用、增加设备间距、地面覆盖砂石、油量遏制、火源隔离及自动降水灭火等。

## 14. B. 3　火焰蔓延评估

1）油绝缘设备周围的地面是可透水（砂石）的还是不可透水的？用 31cm 厚的砂石覆盖在设备周围地面上可熄灭带火飞溅出来的油液。不透水的地面可让带火飞溅出的油液越燃越旺，以致其热通量可以引燃周围的设备和建筑结构；

2）油绝缘设备周围是否有油遏制的措施。油遏制措施可以有效阻止火势蔓延；

3）油绝缘设备周围的倾斜度与周围油绝缘设备、电缆、引流设施、建筑物距离是否合理。如果油绝缘设备周围有一个大于 1% 的倾斜度，其飞溅出的带火的油液可以蔓延至很远处；

4）复审是否使用了 IEEE979 中解决特定火焰蔓延的方法。这些方法有以下几种：

a. 更换不同的设备和绝缘油；

b. 增加设备间距，设备周围用砂石覆盖；

c. 按规定遏制油外溢；

d. 变换设备周围的倾斜等级；

e. 在油绝缘设备周围使用液密不燃电缆沟；
f. 大楼内使用可以组织火焰蔓延的电缆沟；
g. 使用自动喷水灭火装置。

## 参考文献


1. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Std. 979, *IEEE Guide for Substation Fire Protection.*
2. NFPA Std. 600, *Standard on Industrial Fire Brigades.*
3. JEAG 5002-2001, *Japan Electric Association Electrical Technology Guides—Substation Fire Protection Guideline.*
4. National Fire Protection Association (NFPA), Codes and standards. Available at www.nfpa.org
5. CIGRE, International Council on Large Electric Systems publications. Available at www.cigre.org
6. IEC (International Electrotechnical Commission) Std. 61936, *Power Installations Exceeding 1 kV AC.* Available at www.iec.ch
7. Health & Safety Executive—UK, publication R2P2, Reducing risks, protecting people. Available at the HSE Website www.hse.gov.uk
8. FM global property loss prevention data sheets. Available at www.fmglobal.com
9. NFPA Std. 850, *Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations*, 2010.
10. CIGRE Std TF 14.01.04, *Report on Fire Aspects of HVDC Valves and Valve Halls.*
11. Edison Electric Institute, *Suggested Guidelines fire Completing a Fire Hazard Analysis for Electric Utility Facilities* (existing or in design), 1981.
12. NFPA Std. 72, *National Fire Alarm and Signalling Code*, 2010.
13. NFPA Std. 101, *Life Safety Code*, 2012.
14. NFPA Std. 14, *Installation of Standpipe and Hose Systems.*
15. NUREG 1805, *Fire Dynamics Tools Quantitative Fire Hazard Analysis Methods for the U.S. Nuclear Regulatory Commission Fire Protection Inspection Program.* US Nuclear Regulatory Commission Final Report. Available at www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1805/final-report
16. NFPA, *One Stop Data Shop Reports.* Available at www.nfpa.org
17. EPRI TR-100370, *Fire-Induced Vulnerability Evaluation (FIVE) Report.* Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.
18. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Std. 383, *Qualification of Electric Cables and Splices for Nuclear Plants.*
19. SFPE (Society of Fire Protection Engineers), *Engineering Guide for Assessing Flame Radiation to External Targets from Pool Fires.* Available at www.sfpe.org

# 第 15 章　变电站通信


15.1　介绍 …… 282
15.2　监测控制和数据采集：历史展望 …… 282
15.3　SCADA 功能需求 …… 284
15.4　SCADA 通信需求 …… 285
15.5　继电器通信需求 …… 285
通信系统和智能电网 · 时间分配 · 相位测量 · 服务能力
15.6　SCADA 系统的组成 …… 288
15.7　SCADA 通信协议的构成 …… 289
15.8　SCADA 通信协议：过去、现在和未来 …… 291
配电网络协议 · IEC60870 – 5 · UCA1.0 · ICCP · UCA2.0 · IEC61850 · 传输控制协议/互联网协议 · 工作展望
15.9　变电站通信系统安全 …… 295
SCADA 安全攻击 · 安全隐晦性 · SCADA 信息数据完整性校验 · 加密 · 拒绝服务
15.10　电磁环境 …… 297
15.11　通信媒介 …… 298
早期的无线数据信息服务 · 蜂窝移动数据服务 · 数字微波 · 光纤 · 混合电缆/同轴电缆 · 多址无线传输 · 移动数字通信基础设施 · 移动无线电 · Mobitex 无线分组 · 寻呼系统 · 电力载波（PLC） · 卫星系统 · 短信系统 · 无线电扩频和无线 LANS
15.12　基于传统有线电话的技术 …… 304
电话线路：专线和拨号 · 综合数字服务网络 · 数字用户环路 · T1 和分数 T1 · 帧中继 · 异步传输模型 · SONET · 多协议标签交换
15.13　附录 …… 307
相关的网站 · 电力系统继电保护参考文献 · 相关标准



Daniel E. Nordell
Xcel Energy

## 15.1 介绍

现代电力系统规模达到了几千英里，并且精确同步地运行，被称为“最大的人造机器”。比如在北美洲，整个美国西海岸电力系统设施都在落基山脉以东，得克萨斯州的电力系统运行就像3个自主相互联系的“机器”。确保如此大“机器”的无故障运行是个比较艰巨的任务。电力系统的可靠运行归功于系统的成熟水平。变电站通信在电力系统的运行中担当了非常重要的角色。本章对变电站进行简要的概述，分为以下几个部分：

1）复检功能和通信要求。

2）传统、新兴控制监视和数据采集系统的元件检查。

3）过去、现在和未来的变电站通信协议的特点。

4）变电站通信标准发挥的作用。

5）变电站通信设备所必须承受的电磁环境。

6）变电站通信安全。

7）变电站通信介质选择。

## 15.2 监测控制和数据采集：历史展望

电力系统发展始于20世纪早期。最初，发电厂生产的电能只供给当地的负荷，典型负荷有照明和电力运输。故障会发生在发电厂、输电线路，或者电气连接处。但无论平时或者紧急情况下出现的供电中断，在当时都被认为是情理之中的事，所以电能不能被消费者100%的依赖。

随着对电力依赖程度的加深，需要寻找方法去提高电力系统的稳定性。如发电厂和输电线路互联去提高冗余，高电压用于电能的长距离输送。“变电站”是输电线路汇集或者电压变换的地方。变电站常使用保护装置隔离系统的故障，从而保证系统稳定，并且通常变电站里有值班的系统操作人员，操作人员可以监测系统中出现的任何问题并快速反映。变电站里的工作人员通过电话汇报变电站运行状况。在20世纪上半叶，这种“有人操作”的变电站很普遍。

随着对电力可靠性需求的增长和劳动力在电力系统成本中的占比日益提高，像“监视控制和数据收集”（简称SCADA）这些技术大力发展，能够允许远程监控甚至能控制关键系统的参数。SCADA系统减少甚至消除变电站的人员需求。

早期SCADA系统具有远程指示和变电站参数控制的功能，这些功能通过自动电话转换系统实现。早在1932年，电气产品以“遥控”为主，是申于其成功地应用了“史端乔”电话交换器（见图15.1）。另一个例子（直到1960年代使用）是西屋REDAC系统，将电话式继电器装设于传统的“双绞线”电话线路的两端。早

期这些系统中数据传输缓慢，数据以同样的方式用旋转式 – 拨号电话命令发送，速度为 10bit/s，所以只有有限的信息可以通过这种技术传输。

If It's "Remote-Control"
Strowger Products
Will Do It

Whether "remote" means spanning a thousand miles or is measured in inches—

Whether "control" has to do with far-flung power distribution networks or counting oranges rolling into boxes—

Strowger Products—relays, selecting switches and other parts in almost endless variety—can help you solve your problem.

For more than 40 years Strowger Products have been doing just such things. During four decades they have been tried—tested—proved.

Today they stand pre-eminent for permanence of adjustment, long life, excellence of material, finished craftsmanship.

Economy, too, recommends Strowger apparatus. Expert production, incorporating every refinement suggested by long experience, insures a uniform product—at low unit cost.

Our Sales Engineering Division has served many engineers, technicians and inventors. It stands ready to offer you its experience in applying Strowger Products to a wide range of remote control uses. We invite you to consult it. Address American Automatic Electric Sales Company, 1033 W. Van Buren Street, Chicago.

*Above is typical "remote-control" equipment using Strowger Products*

Strowger Products are made by
AUTOMATIC ELECTRIC COMPANY
SALES AND SERVICE OFFICES
NEW YORK · PHILADELPHIA · BOSTON · PITTSBURGH · WASHINGTON, D. C. · CLEVELAND
CINCINNATI · ATLANTA · DETROIT · ST PAUL · KANSAS CITY, MO. · LOS ANGELES
Through our affiliated factories in England and Belgium we can serve your foreign plants with identical equipment economically and promptly

图 15.1　1932.10.31 电气世界广告

早期 SCADA 系统基于复制遥控概念，指示灯和模拟信号按钮通常安装在便于人员操作的仪表盘表面。SCADA 能进行简单的复制，像点对点、远程控制电路连接、从动装置和单位。

在 SCADA 系统发展的同一时期里，远程电传打字电报，或者说“电传打字机”技术也大力发展，到 20 世纪 60 年代这项技术已经经历了数代发展。远程电传打字电报技术催生了“调制解调器”（调制器/解调器）的产生，调制解调器允许数字信号通过绞线输送，这个设备改进了原来只能传递等效人类声音的电信号。数字电子电路技术的引入，为使用更快的数据流、远程显示和控制系统参数提供了可能。电传打字机技术与数字电子电路技术的结合产生了远程终端单元（RTUs），此

单元一般由独立固态电子器件组成，它具有远程指示、控制独立事件和模拟当前电压和电流的功能。

20 世纪 60 年代末至 70 年代初，技术人员开始探索在变电站使用小型计算机（那个时代的小型机）来提供先进的功能。但是早期计算机在电力变电站中的应用，遇到了可靠性问题所带来的工业阻力。

1971 年，英特尔的微处理器 4004 的出现（见 http：//www. intel4004. com），为 RTU 的设计成熟打开了一扇大门。传统点导向的 RTU 建立在一小部分物理尺寸的基础上，报道离散事件和模拟量，而物理尺寸是由先前的离散设计所要求的。之后 RTU 的功能更加智能，RTU 首次制造采用的是工程单位而不是原始二进制值。在 1972 年的一个设计实例，RTU 使用北州电力公司的因特尔 4004 芯片，在标准化环境数据采集系统和检索系统（SEDAR）中，只需要 4kB 的程序内存和 256 字节（半个字节）数据的内存，就可以收集、记录和报告环境信息。

微处理器提供了用低成本大大提升功能性的可能，这项产业要求有非常高的可靠性和较长的服务期限，这是早期装置难以实现的。由于关键问题还没有解决，所以这项使用微处理技术产业没有马上实现。直到 20 世纪 70 年代末 80 年代初，微处理器综合装置的引进，标志着广为人知的“智能电子设备”或简 IEDs 时代的到来。

早期的 IEDs 仅包含了先前版本的远程通信系统和使用了以通信协议作为模拟量的控制闭锁系统，渐渐地，IEDs 开始用于数据转换。为了在实际控制算法中发挥作用，许多 IEDs 附有可编程逻辑控制器（PLC）。事实上，PLC 用在 RTU 和 IEDs 装置，使得不同类型的智能现场设备之间的区别正在迅速减少。

早期的 SCADA 通信协议通常是专有的，而且在行业内部保密。20 世纪 80 年代中期，通过开放的、标准化的规范驱动市场管理，使协议通信的数量逐渐减少的趋势。有两个协议需要注意：国际电工委员会（IEC）60870－5 标准及 IEC 61850 标准。IEC 61850 标准标志着传统的单回线指向型 SCADA 协议达到顶峰。而在 20 世纪 80 年代中期电力科学研究院研究成果基础上诞生的 IEC61850 标准，是第一个适用于网络、面向对象的 SCADA 协议，以“实用通信架构（UCA）”著称。

## 15.3 SCADA 功能需求

系统的设计通常由商业和相关技术要求所决定。其正式声明称为“功能需求规范”。功能需求掌握系统的目标行为，此类行为可以表示为服务、系统需要执行任务或功能。

SCADA 系统包含许多信息，如被监控的系统状态点、所需的控制点和被监控的模拟量，事件发生和报道之间可接受延时的识别、模拟量精度的要求和可接受可靠性的水平。功能需求分析，决定了远程监视点被监视和控制的数量。应该包括对不同于控制中心利益相关者的辨别，如维护工程师和系统规划者需要沟通的变电站

实时操作功能以外的原因。

功能需求分析还应该包括的通信要求操作项目有：正式认可的物理参数、电气、通信、通信和安全环境，可能受到的由附近的电力系统产生的电磁干扰的辨别，对通信发生地点功能的辨别，对通信安全可能会威胁系统的辨别。

功能需求包含所有很难识别的项目，目前可用于工业上的一个技术是构造一个大数量的例子集合。从一个基础集合用这些例子形成一个更加正式的集体要求。

## 15.4　SCADA 通信需求

在功能需求确定后，通信系统的建筑设计也开始启动。通信需求必须满足的因素包括：

1）通信流量的识别——源/目标/数量；
2）总体系统拓扑如星状、网状；
3）末端系统位置的识别；
4）设备/处理器功能；
5）通信会话/对话框的特点；
6）设备解决方案；
7）通信网络流量特征；
8）性能需求；
9）时机问题；
10）可靠性/备份/故障转移；
11）应用服务需求；
12）应用程序数据格式；
13）运营性需求（目录、安全性和管理的网络）；
14）电磁干扰承受需求的量化。

## 15.5　继电器通信需求

继电器系统在电能的生产、传输和分配通信进行故障隔离中起到重要的作用，保证故障不会波及到其他正常的电力系统。

通信系统是广义电力系统继电保护的重要组成部分。它提供链接继电器操作和控制系统所需的信息。由于通信存在信息丢失的可能，继电器系统必须能在通信系统中检测和承受故障，并且独立于通信系统，不受相同的故障模式所影响。

通信系统必须实现快速，稳健和可靠操作。这些因素会影响继电器系统的性能，包括通信系统的带宽、延迟、延迟抖动、可靠性和错误处理。继电器系统通常要求通信延迟不超过几毫秒，并且无法承受时间抖动。

以下讨论既可用于继电器也可用于SCADA通信中的数据通信系统。需要注意的是，通常使用的继电器应用程序在速度、延迟和抖动方面比SCADA应用程序更严格。

电力公司结合模拟和数字通信系统的操作包括电力线载波（PLC）、无线电、微波、租赁电话线，卫星系统和光纤。这些系统的特征，使其适合特定场合。以下对每个系统的优缺点做简要的介绍：

1）传输PLC是较为经济的选择，但受到覆盖距离和低带宽的限制，对小型变电站可能有通信困难或访问费用昂贵的问题。

2）微波成本经济且可靠性高，但通信维护较为密集。微波对一般应用的通信类型都是适用的。

3）无线电系统带宽较窄，仅对移动应用或通信定位有用。

4）卫星系统对难以进入的地方可以有效通信但是有延迟且成本太高。

5）租用标准电话线路对于一些需要稳定连接的地点是一种很有效的方式。这种方式长期使用可能很贵，需要多频道交流时不是最好的选择。

6）光纤系统是一种新的方式。虽然成本和安装费用很高但是产生的效果好。光纤有优先使用的优势并且可以直接通信。此外，光纤的带宽足以支撑现代社会的交流。

7）扩频的无线电也是一种新兴技术，通过这种方式可以解决很多问题。这个领域发展很快并且可通过测试确定合理的中继站。

快速发展的广域网络和精确的卫星同步时间定位使得电力企业、SCADA系统和中继站之间共用通信设施成为可能。IEC61850标准（根据UCA）提供了使用广域网络的通信设施技术，不仅可以满足SCADA的信息需求同时对中继系统也有很大作用。

## 15.5.1 通信系统和智能电网

经过100多年的发展，电力网络已经进入智能电网阶段。“能源独立和安全法案2007”首次将智能电网引入公众视野。法案第8条第1301部分写到“现代电力系统需要可靠安全的基础设施来满足未来的电力需求，我们把达到以下标准的电力系统叫做智能电网：

1）数字技术的大量应用；

2）在网络安全的前提下，动态优化电网运行；

3）布置和集成分布式能源；

4）需求侧管理；

5）使用智能技术（实时、自动化、优化运行设备和用户设备之间的交互技术）来测量，电网运行状态通信及配电自动化；

6）用户设备智能化；

7）应用先进的储能和调峰技术包括插电式和混合动力电动汽车以及热储能

空调；

8）给用户提供实时信息和合适的控制建议；

9）提升用电设备和电网之间信息交互的标准，包括基础服务网络；

10）通过采用智能电网技术和服务方式来识别和降低不合理及不必要的阻碍因素。

该法案的 1305 部分规定国家标准和技术研究所（NIST）有义务给出智能电网的扩建（包括主要的条款和标准）模型。传统的 NIST 是确定测量标准（时间、长度温度等），而非商业标准。从 2008 年开始，近 100 家标准制定组织开始着手商业标准，NIST 决定建立智能电网交互平台来合作开发标准框架。（参考网址：www. nist. gov /smartgrid）NIST 和 SGIP 合作完成两个重要文件包括“智能电网互操作标准的框架和路线图 1. 0”及配套文件“NISTIR7628，智能电网网络安全战略和需求。”2. 0 版本的框架文件很快会公开出版。一些标准组织正在对这些文件和相关的行动计划进行修改和校正，标准目录会作为智能电网的推荐标准，这将会对以后这个领域的实践产生重要影响。

## 15. 5. 2　时间分配

许多智能电网的功能需要精确的时间作为基础。不同的设备，时间精度需求从几秒到几微秒不等。为此许多人在研究时间同步技术，包括互联网时间协议（www. ntp. org），变电站同步使用的 IRI（www. irigb. com）和 IEEE 1588“网络测量和控制系统的精确时 1 钟同步协议”（www. nist. gov/el/isd/ieee/ieee1588. cfm）。

## 15. 5. 3　相位测量

电力系统管控的基础是实时的电压和电流相位角。同步测量这些参数称为“同步相位测量”。在不同的地点测量相位时，必须以一个绝对的时间作为参考，这样测量出来的结果才是有意义的。传统的时间分布用的是 IRIG 时间协议，但是最近开始使用 GPS 时间，并且要求符合 IEEE1588“网络测量和控制系统的精确时钟同步协议”。这种有标准时间的相位数据的传输规范符合 C37. 118“IEEE 电力系统同步标准”和 IEC61850。相关资料：http：//www. nist. gov/el/isd/ieee/ieee1588. cfm

## 15. 5. 4　服务能力

除了分开管理外，共用一个信息交流平台也可以优化服务能力。事实上，某些信息（电力系统继电信息）比起其他部分（销售和统计）对时间的要求更为苛刻，所以它们所用的通信基础设施是有本质区别的。但是如果采用优先机制，它们就有可能采用相同的通信设施。

优先机制的优先权可以通过网络地址配置或者个人赋予不同的信息，这叫做服

务能力（参考“en. wikipedia. org/wiki/Quality_of_service”），即将使用的 IPv6 协议，将会有对个人信息进行合适处理的服务能力。

## 15.6 SCADA 系统的组成

传统 SCADA 系统一般由 SCADA 主控系统和 SCADA 远程执行机构组成。主控系统通过隐含的“star”或者“spoke and hub”技术进行控制。传统意义上的主控制器是一个有指示器和按钮的硬件设施（见图 15-2）。

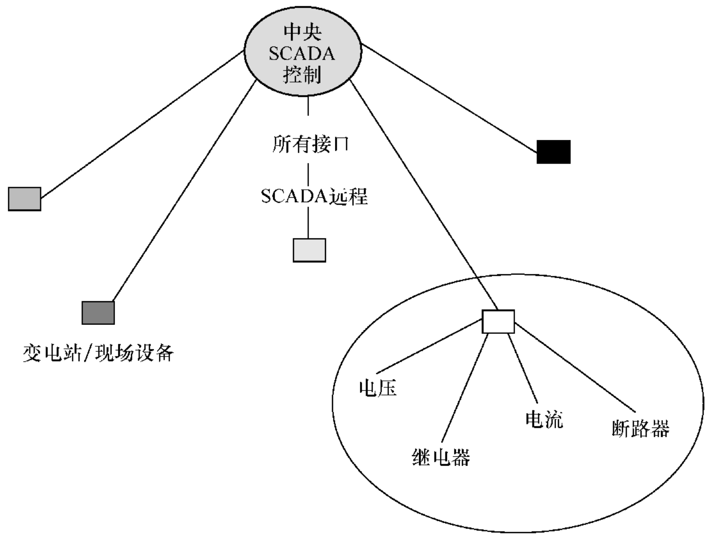



图 15.2 传统 SCADA 系统拓扑

现代 SCADA 系统加入了计算机控制，使得远端信息或者庞大的能量管理系统可以通过网络连接呈现在操作运行人员的电脑终端上。变电站 RTU 是拥有模拟、数字和检测点的硬件设施或者说是连接变电站智能设备的次级主控频率设备。尽管目前标准 RTU 协议的使用越来越广泛，但是系统中大部分接口都是专有的。在这些系统中，如果工程师或者系统设计者需要临时进入变电站配置或诊断信息，需要通过像电话拨号那样的技术。

网络交流协议的引入，尤其是 IEC61850 系列标准，实现了多个边远地区的多个用户同时进行信息交换。图 15.3 展示了这个网络是如何工作的。这种配置可以支持用户在不同地点同时通过变电站设备进行多样化申请，像 SCADA、设备管理、系统故障分析、测量和负载研究。

传统 SCADA 系统一般只包含实时信息，但是根据 IEC61968 和 IEC61970 标准接口技术允许控制中心和企业信息系统同时接入，如图 15.3 所示。现代 SCADA 系统像一个历史学家，将每一个有时间标度的状态参数或者每一个模拟参数的变化

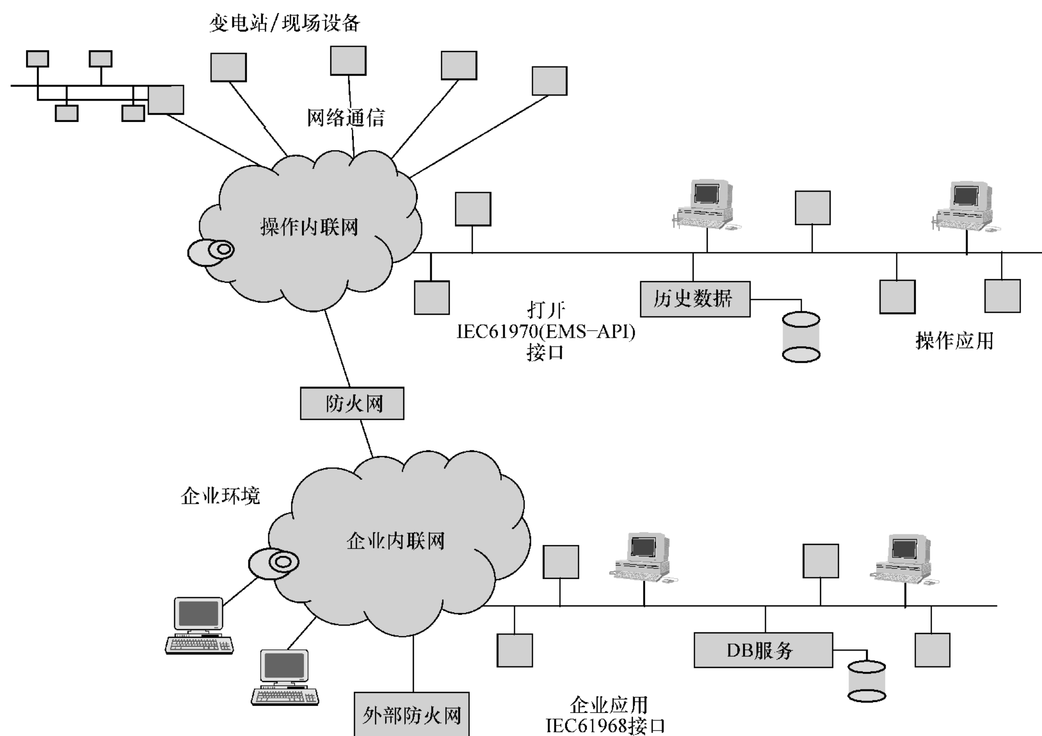



图 15.3　网络的 SCADA 通信

（除了选择死区）信息储存在一个有效的存储区，可以在任何时间重建系统状态并进行分析。

## 15.7　SCADA 通信协议的构成

SCADA 通信协议的基本任务是将有效信息（模拟或者数字）从变电站传递到控制中心并且，该协议允许变电站远端控制从控制中心选择运行参数。一些传统的 SCADA 协议并不具备使用和下载文件及从远端进去变电站设备进行管理控制等功能。这些功能通过辅助信息交流频道实现。全新的网络化交流协议如 IEC61850 为上述功能做了相关规定并且协议中更多地使用了单一的广域网络和变电站相连。

从通信的角度来说，所有通信协议的核心能力是传输有效信息。将要传输的信息或者经过简单的处理及错误检测后，通过通信信道进行传输（传统通信协议），或者经过应用层和网络通信协议等额外功能层包装后再进行传输，这种方式允许采用广域网（面向对象的通信协议，如 IEC61850）。

为了使协议的部分功能更加清晰，在 1984 年，国际标准委员会（ISO）提出

了 ISO/IEC 标准 7498 并命名为“开放系统互联参考模型”。这个模型在 1994 年更新到了目前的“ISO/IEC 7498 – 1：1994,”具体信息可参考“http：//www. iso. org”。

OSI 参考模型将交流任务分成 7 个逻辑层，如图 15. 4 所示。所有交流链接有一个数据来源（应用层 7：信息）和一个物理路径（层 1），大多数链接有一个数据链接层（层 2）来保护数据的完整性。

如果网络没有明确要求，安全防护措施要在 1 层或 2 层应用，但是在 3 层及以上必须应用防护措施，一般在 7 层应用防护措施来保障数据在整个网络间传输。3 到 6 层增加了更精细的网络化协议来实现网络、对话管理和数据格式转换等功能。要注意 OSI 参考模型不是一个交互标准，它仅仅是一个包括在交互中的展示其功能的模型。

图 15. 4 展示的是一个经过压缩的“沙漏”，这个沙漏表明通过多个物理层传递同样的信息是可能的并且可以通过多样化的应用层实现不同的功能。如果所有的应用都符合网络协议，则中间层和网络层可以通过一个普通网络实现互操作。比如，互联网 TCP/IP 协议是使用一个全球接受的网络协议（普通中间层），该协议通过多种物理媒体（物理层 – 双绞线、以太网、光纤、无线电）来传输多种数据（应用层），在普通网络中实现互操作（互联网）。

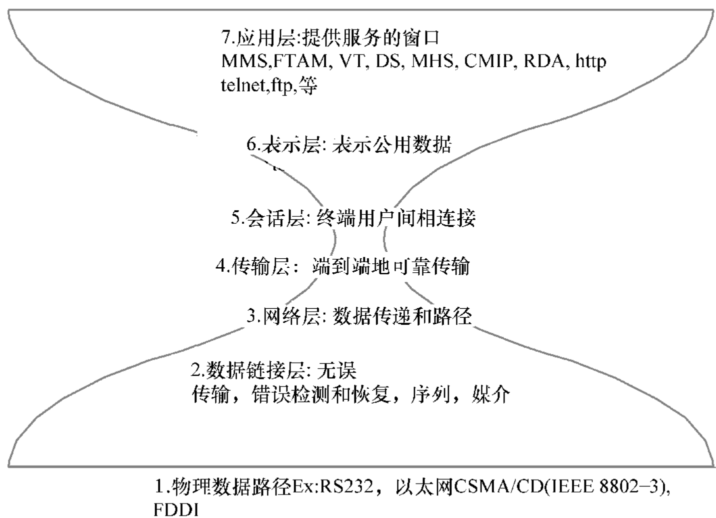



图 15. 4

图 15. 5 展示了设备信息在每个底层封装后，以数据包的形式通过实际媒体的数据联络层发送的过程。信息封装的头部尾部和每层的有效载荷需要每层模型提供额外的功能，包括路线信息及信息完整性保护。通常情况下这些增加的需求与需要传输的设备信息相比是很小的部分，图 15. 6 展示了在遵守网络协议的前提下，信息是如何通过中间系统传输的。

分层协议封装每个连续层

| 设备信息　　信息数据/模型 | | 设备信息 |
|---|---|---|
| 应用层 | 应用协议数据单元: | (hdrDev Infotlr) |
| 表示层 | 表示层数据包: | (hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr) |
| 会话层 | 会话层数据包: | (hdrSess(hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr)tlr) |
| 传输层 | 传输层数据包: | hdrTrns(hdrSess(hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr)tlr)tlr) |
| 网络层 | 网络层数据包: | (hdrNtwk(hdrTrns(hdrSess(hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr)tlr)tlr)tlr) |
| 数据链路层 | 链路层数据包: | (hdrDlnk(hdrNtwk(hdrTrns(hdrSess(hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr)tlr)tlr)tlr)tlr) |
| 物理层 | 电信号: | (hdrDlnk(hdrNtwk(hdrTrns(hdrSess(hdrPres(hdrDev Infotlr)tlr)tlr)tlr)tlr)tlr) |

图 15.5　分层信息结构

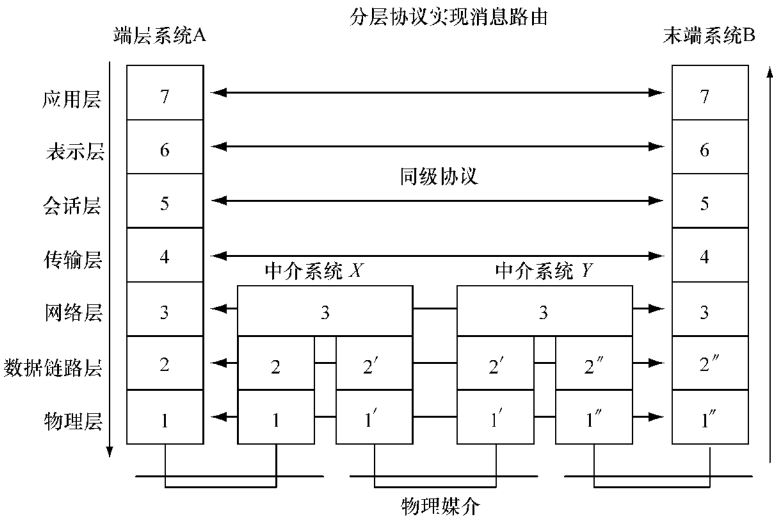



图 15.6　OSI 模型的端对端信息传输

传统 SCADA 协议，包括以前这方面的协议，如配电网协议（DNP）和 IEC60870-5-101，都是用参考模型的 1、2、7 层来降低成本。IEC60870-5-104 和最近完成的配电网协议中添加了网络和传输信息（3 层和 4 层）使其可以大范围网络中。IEC61850 吸取了其他标准协议参考模型每层的精华部分，所以可以应用于许多自然媒体（低层）并可实现通信（中层），该协议根据 ISO9506——制造报文规范（MMS），提供了一个成熟的应用层。

## 15.8　SCADA 通信协议：过去、现在和未来

早期的 SCADA 协议建立在机电式电话交互技术之上，信号通常为直流脉冲信

号，传输速度一般为10个脉冲。模拟信号通过电流环传输，一般可以传输很长的距离（数千英尺）而不失真。控制和状态点在脉冲序列中可通过其分配的位置检索。模拟信息通过电流环（通过独立的线路电阻产生持续的电流）产生，信息交流的安全性通过重复的指令和机制如“准备”和“执行”来保证。

数字通信技术的发展（仍在计算机之前），使得快速传输数据成为可能。模拟量可以通过模数转换以数字量进行传输，并通过奇偶校验位和块校验进行校验。主控端和远端设备需要与数据块中的控制点和状态点同步。通过远端设备的重复查询来观测状态变化，所以查询的速度是系统设计时的一个重要指标。通信的完整性通过密码块来保证，一般包括循环冗余校验，可以发现通信中单位和多位的错误。控制完整性通过端到端的“选择－校验－运行”程序保证。早期的SCADA系统制造者（有时候是用户）通常定义他们自己的通信协议，通过大量的竞争实践使这项产业广为人知。

基于计算机技术的SCADA主控站和基于微处理器的RTU发展了早期用点列表表示的控制和状态信息。全新的专属通信协议需要传输更多不同的控制状态信息，所以变得更加复杂。终端引入了“报告异常”的概念，即正常运行时只向控制中心报告“无异常”。因此节约了通信资源和校正时间。

在20世纪80年代早期，供电企业乐于见到100多个专有SCADA协议和其衍生协议之间的竞争，随着公平竞争市场意识的提升，许多组织开始倾向于提出标准的SCADA协议。

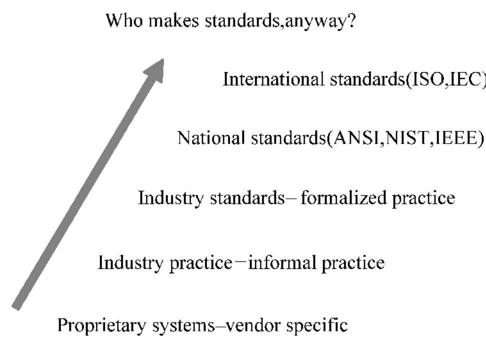


图15.7　标准的历程

图15.7给出了不同的组织对标准协议达成共识的过程。纵观标准的发展历程，国际标准是最受欢迎也是最难达到的阶段。通常这个过程是市场认为某种标准有用而开始的，最开始由专门的供应商甚至用户来定义和控制。供应商提供的协议有很多而且通常涉及其自身利益。内容（供应商协议节选）读起来像“谁是谁”，CDC种类1和种类2，Harris 5000，Modicon MOD线路，PG&E 2179，PMS－91，QUICSIV，SES－92. TeleGyr 8979，PSE Quad 4 Meter，Cooper 2179，JEM1，量子探测器，Schweitzer继电器协议（221，251，351），transdata Mark V Meter.

电子和电气工程师协会（IEEE），国际电工委员会（IEC），美国电力研究协会（EPRI）都在20世纪80年代中期开始正视SCADA协议数量增长的问题。国际电工委员会（IEC）第57技术委员会（IEC TC57）第三小组（WG3）开始致力于“60870”系列技术标准的制定。IEEE变电站和继电保护委员会致力于在SCADA协议上达成共识。EPRI开始实施“公共通信建设”工程，意在建立一个包含企

业、网络化，可同时满足商业应用、控制中心、发电厂、变电站、配电网、输电系统和测量系统需求的通信工程。

### 15.8.1　配电网络协议

随着 IEC 部分工作的完成，一个北美制造商采用 IEC60870－5－3 和 60870－5－4 草案文件加上另外一些北美的标准制定了一个新的 DNP 草案。DNP 应用协会（www.dnp.org）于 1993 年 11 月发布了这份草案。由 IEEE C.2 为 RTU 和 IED 制定的通信协议 DNP3 成为了一个推荐协议。（IEEE1379－1997 标准和 IEEE 推荐的变电站智能电子设备和远端联合数据进行通信交流）。DNP 协议在市场上获得成功，达到传统点列表 SCADA 协议的顶峰。

### 15.8.2　IEC60870－5

IEC TC－57 WG3 在遥控协议方面进行了研究并且发布了 IEC60870－5－3 系列标准（www.iec.ch）。总的来说达成了遥控协议邻域的国际共识。IEC 60870－5 最近发布了一个可以在大范围广域网中运用的传输文件（104）。60870－5 代表着国际上最受认可的中心到远端的传统控制协议并且如前所述，与北美 DNP 协议十分接近。

### 15.8.3　UCA 1.0

ERPI UCA 项目于 1991 年 12 月发布了原始结果。UCA1.0 在现有国家标准的基础上提出了一个详细的通信模型，将指定变电站应用层根据 MMS（MMS：ISO 9506）UCA1.0 中的概念编入 IIEC 61850 系列标准。UCA 另外一些细节在其他 IEC 标准中得到体现。图 15.8 是 UCA 从成立到作为 IEC 标准的过程时间表。

1. 1986（12 月）：EPRI 研究会
2. 1987（12 月）：评估
3. 1988（12 月）：工程项目
4. 1991（12 月）：由 EPRI 出版的 UCA 文件
5. 1992（5 月）：MMS 论坛开幕
6. 1993：启动示范性工程
7. 1994：发行 ICCP
8. UCA 示范性工程包括：
   a. “主动 AEP”—变电站 LAN
   b. 城市公共服务配电自动化
9. 1997：完成 UCA2.0
10. 1998：成立 IEEE CSS36
11. 1998：实施 IEC TC57 61850 标准
12. 1999：出版 IEEE TR1550
13. 2005：完成 IEC61850

图 15.8　IEC 时间表

### 15.8.4 ICCP

IEC 60870－6－503（2002－04）以UCA1.0为基础，被称为“遥控设备和系统－6－503部分：遥控协议结合了ISO标准和ITU－T推荐标准——TASE.2服务协议”也被叫做ICCP，ICCP呼吁使用MMS，因为其经常为主控中心之间或主控中心和下级变电站之间提供标准通信服务。

### 15.8.5 UCA 2.0

MMS论坛在1992年表示要继续致力于变电站和IED通信部分的研究（由北部电力公司资助）。在1998年12月IEEE技术报告1550中（TR1550）发布了UCA2.0版本的报告，这个概念被编入了IEC61850系列标准。

### 15.8.6 IEC61850

IEEE TR1550变电站设备之间的通信是新一代61850系列标准的基础。UCA继承了传统SCADA协议的IEC61850的不同在于UCA是网络化的，面向对象的。所有设备都有自己的属性。这使SCADA系统有可能配置自发和选择性的列表而不是传统SCADA中劳动密集的协议。

目前正在研究将IEC61850扩展到变电站之间及变电站和主控之间的SCADA通信。

### 15.8.7 传输控制协议/互联网协议

传输控制协议（TCP）和互联网协议（IP），是传输层（TCP）和网络层（IP）协议，通常称为TCP/IP，TCP/IP是互联网传输信息的重要协议并由互联网工程任务组负责维护。UCA和IEC61850标准租用TCP/IP为继电保护和SCADA应用传输信息。

自1981年开始具有32位地址的IPv4的可用空间很快被耗尽。随之诞生的IPv6具有128位地址空间并且包含许多先进技术，例如安全系统和QoS，并且允许不同的应用使用同一套基础设备。

### 15.8.8 工作展望

IEC TC57 WG13和WG14将继续致力于利用网络化对商业环境的实时运行信息进行面向对象产品的定义。工作组13将制定IEC61970标准：能量管理系统应用程序接口协议（EMS－API）。工作组14将制定IEC61968标准：分布式管理的接口系统（SIDM）。

TC57工作组15发布了IEC协议62351中的安全保障：数据和通信安全。其中15.9部分对工作组15编撰的数据安全的基本原则进行了讨论。15.13部分讨论了由工作组13、14、15共同编撰的一些标准的细节。

## 15.9　变电站通信系统安全

SCADA 通信系统的安全是指在通信过程中面对各种电磁波及其他一些扰动时保证信息完整性的能力。但是，安全实际上有一个更为广泛的定义，这部分内容会在第 16 章和第 17 章中展开。安全，广义上是任何有可能威胁传输的因素。本节只关注 SCADA 的通信安全。

上一部分中，我们讨论了 OSI 相关模型（ISO 7498 – 1）在通信结构中的作用。以类似的方式，在 1989 年提出了 ISO 7498 – 2，“信息处理系统 – 开放系统互联 – 基本参考模型 – 第二部分：结构安全”，它大体上描述了适合参考模型的安全服务和相关机制并且确定了其在模型中的位置。同时给出了一些定义安全术语的标准。

ISO 7498 – 2 定义了以下 5 条安全导则：

1）认证：确定实体和名称一一对应；

2）访问控制：阻止不授权的资源应用；

3）数据保密性：重要信息不能向没有授权的个体，对象，过程公开；

4）数据泄露：通过认证的团体将信息分享给未通过认证的团体；

5）不可否认性：数据追加，或加密变换，一个数据单元允许一种数据组合来证明其来源和完整性并且防止伪造。

注意：ISO 7498 – 2 仅仅定义标准和安全导则，细节需要另行定义。另外，建议 7 层参考模型中某些地方提供必要的安全措施来保证开放系统的互操作用。

不同层模型可以交替提供安全功能。通信频道，由于是严格意义上的点对点，并且没有外部可视地址接入，所以可以采用在物理层和数据连接层进行加密等一些安全技术。如果数据包需要传输，每条信息都需要在网络层上加密（OSI 建议）或者安全包装并触及互联网络的每个点。当然，这将使安全秘钥管理的复杂性和信息泄露的可能性提高。

### 15.9.1　SCADA 安全攻击

SCADA 在工业运用中可能受到攻击包括以下几种：

1）违反授权：用户使用高于其自身级别的授权功能；

2）窃听：通过窃听不受保护的通信收集未经授权的信息；

3）信息泄露：未经授权方允许，授权用户分享信息；

4）拦截/改变：通过攻击（无论逻辑上或物理上）进入数据连接处，按自己的目的拦截或者改变信息；

5）伪装（欺骗）：入侵者假装成一个授权的实体来获得进入系统的权限；

6）重复发送：入侵者记录一个合法的信息在一个不合理的时间让其返回。一个例子是在测试传输时记录无线传输数据来激活警报，一段时间后让其返回。这种

类型的攻击只需要对通信协议有基础认识；

7）拒绝服务攻击：入侵者通过消耗系统关键资源来攻击系统使其他合法用户无法使用资源。

### 15.9.2 安全隐晦性

电力公司认为复杂的、隐晦的SCADA通信协议可以使其免受恶意干扰。这样虽然有一些优点，却不是一个有效的方法。普遍的说法是：安全隐晦性一点都不安全。安全性高的方式是安全锁通过合理的记录和测试方式让其原理简单易懂但是密码本身不易破解。

### 15.9.3 SCADA信息数据完整性校验

早期的SCADA协议基于电话线切换传输技术，本身不包含信息完整性检查。信息的完整性问题可以通过重复传输来解决。控制信息完整性通过提供冗余信息和在操作中加入选择检查操作序列实现。

传统的基于分组的SCADA协议通过多样性校验或循环冗余校验（CRC）在信息连接层提供信息完整性校验。这些方法可以在数据传输中发现单个或多个位的错误，对电磁干扰和其余一些传输错误十分有用。在现有的几种SCADA协议中，特定的帧检测算法研究是一个很大的课题。一般来说，整个信息组只应用一次帧检测序列。然而，在IEC60870－5和DNP中，CRC不仅用于信息的开头而且用于每个16字节信息，确保面对噪声通信频道时可保持信息完整性。

OSI参考模型连接层具有数据完整性检查的功能。所有基于该模型（e.g.，IEC 61850）的协议都在低层具有基于CRC帧检查序列。虽然作为IEC60870－5系列协议中的一支，但不适用于十分嘈杂的通信频道。

由于连接层的信息完整性检查不包括加密技术和完整的记录算法，只是针对偶然发生的硬件或数据频道错误引起的信息不正确问题，不属于加密技术的保护范畴。

### 15.9.4 加密

本节讨论的加密技术可以有效抵御窃听、拦截（改变）和伪装（欺骗）等类型的攻击。在设计中根据一些独立的实体例如连续的数字或者时间设置密码也可以有效针对重复发送等攻击。

OSI参考模型将数据完整性检查加入了信息的内容中。数据输送应尽可能靠近物理媒体（数据连接层），以防出现问题。信息内容交替则应尽量靠近应用层（网络层及以上），如将IP安全协议（IPsec），嵌入在网络协议栈的IP中。

对于不需要打包传输的数据，可以将校正和加密整合到物理或者数据连接层上。在物理（有时为数据连接）层上嵌入数据流的商业产品信息会加入密保功能和校正功能，并且会在物理连接点的末端进行二次校正，信息解码后再进入终端设

备。这种方法对现有系统增加信息安全防护十分有效。如果这种设备在信息地址可视的情况下使用，可以在保证地址清晰的情况下对有效信息进行加密。

信息传输需要经过一个很大的区域网，但物理层无法识别其信息结构，可以使用网络层及以上的信息保护功能，这些功能通过在 OSI 参考模型的网络层及以上的专有的（即许多虚拟专用网络）或者标准（IPsec）协议完成。

### 15.9.5　拒绝服务

拒绝服务是指入侵者占用重要系统的资源而使别的用户无法获取相应的服务。大区域网络数据流泛滥，服务请求过多，电话网络座机的大量掉线，无线网络调制解调器干扰频率都可能造成这个后果，防止此类攻击主要在于保护通信设备。

拒绝服务通常在网络中不是物理隔离的。除非在负荷顶峰或者元件故障情况下造成了系统失效。

在一个大的互联网络中拒绝服务攻击是很难防范的。只有使用像流通量管控和 QoS 控制路径等技术方法才有效果。顶峰负荷的拒绝服务在设计之初就必须考虑好。

电话系统的拒绝服务可以通过给重要用户优先权和在顶峰负荷时拒绝一般用户的方式管理 QoS。

无线电系统可以通过使用谱技术来防止同频干扰。

## 15.10　电磁环境

变电站的电磁环境对于其内部的有线通信系统有很大影响。在系统失效或在高电压设备和通信设备的电磁感应下，通信设备遭受几千伏高压的情况很常见。

IEEE 487 – 2000 标准做了以下阐述：

电力设备附近的有线通信设施需要特殊的高电压保护，防止故障造成的电位升高和感应电压对其造成损害。当系统故障时，一些用来控制和继电保护的通信设备可能在极限条件下运行，主要是当系统失效时这些急需工作的设备可能受到系统失效后感应电压和感应电流的影响而无法正常工作。有线通信系统的保护需要对同一通信电缆的所有出线回路都进行保护，可以通过使用中间变压器隔离、适当屏蔽或可靠接地等方式保护连接着的通信设备。

在强电磁场环境中，可以采用光纤通信实现本地网络（光纤以太网）和电话通信。IEEE 和 IEC 系列标准提出的解决强电场干扰问题的方法包括在以下内容中（www. standards. ieee. org）：

IEC 技术委员会 65：工业过程中的测量和控制，工业过程中的测量和控制中的电磁兼容性，第三部分：辐射

IEEE std C37. 90 – 1994 继电器和电力设备继电保护标准

IEEE std C37. 90. 1 – 2002 继电器和继电系统的涌流承受能力（SWC）测试

IEEE std C37. 90. 2 – 2001 继电系统对收发器产生的电磁波干扰的承受能力

IEEE std C37.90.3－2001 继电保护装置静电放电测试

IEEE std 487－2000 IEEE 推荐电场环境下有线设备的通信保护

IEEE std 1613 变电站通信设施的环境要求

## 15.11 通信媒介

本节主要讨论 SCADA 通信使用的媒体及其优缺点。

### 15.11.1 早期的无线数据信息服务

早期的无线数据信息服务（Advanced Radio Data Information Service，ARDIS）是摩托罗拉公司和 IBM 公司在 20 世纪 80 年代早期由 IBM 的顾客服务工程师共同开发的，其所有权属于摩托罗拉公司。现在全美估计有 65000 个人在使用它，大多数是 IBM 的顾客服务工程师用于网络纵向申请。

ARDIS 适用于传输延迟不敏感的短信息。ARDIS 使用的连接导向协议十分适合主机/终端应用，由于其回应时间超过 4s，故无法实现交互式的会话方式。作为一个无线基础服务，ARDIS 可以解决变电站大部分电磁兼容（EMC）问题。它可以使用 800MHz 带宽中的 25kHz 的频道提供 4800bit/s 或 19.2kbit/s 的信号传输服务。

### 15.11.2 蜂窝移动数据服务

目前市场上已经推出了一系列与移动电话相关的数据传输服务。本节只讨论它们的一些技术实现和主要的特征。

早期的移动电话系统（Advanced Mobile Phone System，AMPS）在 20 世纪 80 年代初期作为一种模拟移动电话系统标准引进美国。虽然模拟式移动电话已经落后，但 AMPS 的无缝蜂窝转换技术却是相当先进的。

蜂窝数字分组数据（Cellular Digital Packet Data，CDPD）是一种数字式的系统，用于辅助传统的 AMPS800MHz 的蜂窝移动系统。CODD 在许多大型商场都可以使用，但在农村的应用却不够理想。CDPD 和模拟蜂窝系统有着相同的频率和覆盖范围并且可提供基于 IP 的 19.2kbit/s 的分组数据，并且无线通信的信息传输服务，它受变电站强电磁场的影响较小。尽管目前其基础设施使用价格已经降到 50 美元一个月，但仍然使入网申请者望而却步。

AMPS 的数据监管频道用来连接管理系统和手机用户。电力公司通信部门用这个通信频道来支持低数据需求的 SCADA 功能块和远端控制设备。关于控制频道信号方面的信息请参考 15.11.13 节讨论的短信传输系统（Short Message System，SMS）。

尽管 AMPS 曾经是北美移动电话产业唯一的运行标准，但目前其发展已经受到阻碍并且在不久的将来就会退役。

新的技术应充分考虑其他一些数字信息传输系统如个人通信服务（Personal Communication Service，PCS）、时分多址（Time Division Multiple Access，TDMA）、全球通信系统（Global System for mobile Communications，GSM）、时分多接入码（Code Division Multiple Access，CDMA）的使用。使用了带宽的第三代移动通信技术目前已经在研发阶段。包括提升 GSM 数据更新速率（EDGE），也叫做升级版 GPRS（EGPRS）、W－CDMA、CDMA2000 和 W－TDMA。市场的瞬息万变，哪种技术会在未来占领市场难以确定，但毫无疑问，这些技术将会是未来市场的主流。

蜂窝移动技术的创造者提升了信息传输服务。由于网络和 QoS 都设计为高速的信息传输，使得传统的语音服务（数据在语音之上）发生了较大的变化（语音在数据之上）。这种网络可以为电力公司提供高性价比的通信服务。但是电力公司要意识到如果没有 QoS 的协定和技术支持，其服务质量可能由于网络负荷的增加而降低到一个不可接受的水平。

## 15.11.3　数字微波

数字微波系统允许系统工作在从 900MHz 到 38GHz 不等的多个不同的带宽。它被设计为可直接接入有线数据频道如异步传输模型（Asynchronous Transfer Mode，ATM）、以太网、同步可视网络（Synchronous Optical Networking，SONET），和从高速网络中导出的 T1。

作为一个许可的无线系统，联邦通信委员会（FCC）把可用频率分配给用户来避免数字微波系统中的干扰。这些系统的应用需要通过路径分析来避免阻塞并且连接多个中继站来实现长距离传输，其中每个连接都需要可视路径。

数字微波系统支持大容量数据和语音电流，它通过 RJ－45 等 5 类电缆连接支持如 DS3（1 * DS3 = 672 语音电流）信号或 DS1（1 * DS1 = 24 语音电流）信号，每个语音电流相当于 64kbit/s 的数据，ATM 的传输速度，100Mbit/s 的快速以太网，可以直接用 SONET/SDH 直接连入光纤网络。

单个变电站安装数字微波装置太过昂贵，可以考虑作为建设主要通信基础设施的介质来达到供电公司的运行需求。

未来的发展方向详见 15.11.14 节。

## 15.11.4　光纤

光缆有较大的带宽，并且对电磁场干扰具有较高的免疫性。光纤每秒可传输高达 10 亿字节的信息。

光纤由许多单股或多股的纤维构成，光缆中心比较牢固，此外有用来支持和保

护光纤的外层防范安装过程中的物理损害、避免长期运行等因素对其造成的影响。光缆连接设备终端后可以由光缆高速数据流传输合并后的低速数据流。光纤可以形成一个交叉环状来实现自愈功能防止设备损坏或故障。

供电公司通常使用两种光缆：光功率地线（Optical Power Ground Wire，OPGW），用来作传输线的屏蔽线，和全绝缘自持光缆（All Dielectric Self－Supporting，ADSS）。ADSS的强度不如OPGW，但完全不受电磁波干扰，所以可以直接附在相导线上。

虽然建造光缆基础设施十分昂贵但其安全性非常高。建设光网的成本可以通过分享带宽的方式与一些企业分担。光纤网络可以提供稳定的通信满足供电公司的通信需求。

### 15.11.5 混合电缆/同轴电缆

有线电视系统通过单路同轴的电缆给每家每户分配信号。同轴电缆使用“树形”技术来为同一电缆上的大量顾客提供服务，同时通过中间放大器（模拟）来保持信号水平。电缆系统可通过转换成同轴电缆实现互联网服务，同轴电缆通过提供两路通信和增加调制解调器的方式实现其功能。一般来说通信数据不是同步的，并且很大带宽被分配在下游（用户侧），上游带宽只占很小一部分。

通常用光缆建造的系统可以从头到尾提供高速数据传输。由于同轴电缆易于建造和连接，故更倾向用于传输信号给末端用户。采用这种方式信号可以直接通过运行的光缆传输给用户，但由于光纤的成本太高，衍生出许多如光纤到节点（FTTN），光线到回路（FTTC）、全光纤（FTTH）等传输方式。

由于在同轴电缆和光缆中很难发现漏洞，所以这些系统可以有效抵御很多威胁。然而，它们的互联网服务使它们受到网络攻击的威胁，所以电力公司应采取合理的安全措施来确保信息的完整性。

### 15.11.6 多址无线传输

多址无线传输（MAS）因其灵活性，可靠性和小规模应用广泛。单个MAS无线连接由一个主收发器（发射器/接收器）和多个远端收发器组成，一般在900MHz的带宽内成对地发射/接收信息。主发射装置发射不间断信息，远端发射器则对其进行回应，通常每个单元的循环，来支持异步远端设备传输信息。

MAS的收发频率必须有FCC的许可且可以在有空间多样性（物理隔离）的地方重复使用。主站的传输量取决于无线载波的稳定性，传输速率最大为9.6kbit/s。在没有中继站的情况下最大传输半径接近15km，所以MAS的服务范围很大。

MAS作为流行的通信介质曾经在电力公司的SCADA系统和DA系统广泛地使用。

MAS 易受拒绝服务（无线电干扰）、地址欺骗和窃听等安全威胁。由于 MAS 的许可频率在公共领域很容易获得，需要有效的安全技术防止干扰。

### 15.11.7　移动数字通信基础设施

市场中正快速涌现包括互联网在内的移动通信系统和设备。这些系统提供基于 IP 协议的电力应用，并且成本低廉，易于安装。新的无线技术的传输速率最高可达 100kbit/s。这些技术的应用应包括网络水平和安全保障。技术细节可以参考 15.11.14 节。

### 15.11.8　移动无线电

工作在 VHF、UHF 和 800MHz 带宽的无线系统有时通过将语音压入数据实现共享服务。在这种方式下，系统的模拟性大于数字性，但都以模拟信号共享，故在这些频道上不提倡数字化应用。移动数字通信技术更符合这些应用。

### 15.11.9　Mobitex 无线分组

Mobitex 是由 Ericsson 开发的一个开放的、互联网标准的无线数字通信，提供数据远端入口和双回路信息传输的无线数字通信应用。

Mobitex 系统很容易受到某些设备引起的窃听和伪装类的安全威胁，所以一定要有恰当的安全措施。由于系统传输速度限制，只有少数几个使用密码的加密技术是合适的。

最近很多公司正在研究高速数据传输，速度最高可达千兆每秒。在电力线跨带领域（BPL），展频技术使传输达到前所未有的速度。但是，基础设施的限制使数据传输速度无法超过几兆/秒。这些技术的主要问题在于它们占用的频宽和高频（3～30MHz）许可用户的频宽相同，因此在发出和接受信息时会产生干扰。FCC 第 15 部分规定任何未经许可的用户（BPL）不得干扰许可用户，若发现产生干扰，必须腾出频段。所以电力公司采用这项技术需要小心谨慎。目前公众已经可以访问 PLC 系统，所以任何敏感信息和通信控制都需要加密。

### 15.11.10　寻呼系统

目前，寻呼系统已经有效的应用于某些仅需要单向命令的实际操作中。寻呼网络通过精心设计的系统控制器、发射机和数据链组成，从而确保系统具有最佳的覆盖范围和准确响应，并将干扰降至最低。有些寻呼系统通过卫星信道覆盖整个区域。大多数的寻呼系统都使用联播技术和多个发射机在其服务区域实现连续覆盖。一些特殊的系统会提供使用 dial－up、modem 或 Internet 接入的可访问公共接口。云协议是指在 900MHz 频率下 POCSAG（英国邮政编码标准化咨询组）的操作标

准。大多数系统是单向的（出站），也有少数系统提供信息入站的服务。寻呼系统具有大容量的特点，但在过载时也会出现较长的延时。由于寻呼系统的成本通常比较低，对于某些应用非常有吸引力。

应用层作为公共网络的一部分应具有一定的安全性，以防止伪装入侵，在寻呼系统应用中不会发生协同拒绝服务攻击。

## 15.11.11 电力载波（PLC）

运行在 30～500kHz 的窄缝通道上的 PLC 系统常用于高压线路的继电保护。PLC 系统采集的信息通常是简单的状态指标（如 1bit 信息），使用幅移或频移键控来控制另一端 PLC 电路专用的继电器跳闸或抑制跳闸。

PLC 系统还可用在专用配电馈线上，如远程抄表和配网自动化。在 PLC 系统发展的初期，低于 10kHz 的信号可以在传统的配电馈线上传输，但是会受到并联功率因数校正电容器和配电变压器串联阻抗的影响。这两个组件同时工作时可视为一个低通滤波器，使其难以传输更高频率的信号。此外，由于电力传输线自身的谐波干扰，低频信号的频率难以达到电力线通信频率。

一个有效的系统可以使用 10kHz 范围的 FSK（频移键控）信号为配网自动化提供通信服务。

TWACS（双向工频通信系统）和 Turtle 系统均采用基于 60Hz 波形的自修正方式进行通信。这两个系统均利用电压波形的波动进行出站通信，利用电流波形的波动进行入站通信。这两个系统的主要差别在于 TWACS 系统电压等级相对较高，传输速率为 60bit/s，而 Turtle 系统的带宽信号（大约 1/1000bit/s）比较狭窄。大规模并行通信中每个远程设备都有各自的合理通道。TWACS 系统可用于自动抄表和配网自动化，而 Turtle 系统大部分用于抄表。

由于两个系统常常会遭受个别特殊设备引起的伪装访问与窃听的安全威胁，因此需采取相应的安全措施。由于这些系统的传输速率有限，所以采用简单的密码加密技术是最为合适的。

目前，大多数研究工作旨在发展高速数据业务，要求数据传输速率提高到千兆/秒。这些系统使用扩频技术使传输达到了前所未有的速度，称为 BPL（电力线宽带技术）。但是基础设施的限制使得传输速率无法提升到几兆/秒以上。这项技术的主要问题在于它与高频区间（3～30MHz）的授权用户占用了相同的频谱，因此在发出和接收信息时相互之间会产生干扰。FCC 规则第 15 条规定，任何未授权用户（如 BPL）不能干扰现有的使用者，且如果发现存在干扰则必须腾出该频段，因此这项技术在实际应用时必须非常谨慎。

PLC 系统提供公共用户访问服务，因此该系统必须采用合适的加密技术以保护敏感信息或控制通信。

### 15.11.12 卫星系统

卫星系统可以提供高速传输数据服务，根据其轨道的不同大致分为两类。

休斯公司在 20 世纪 60 年代早期与 NASA 合作发射了第一颗地球同步轨道（GEO）同步卫星。这颗卫星运行在距离地面 22300mile（35900km）的轨道。这些卫星固定在同一地点，因此不需要昂贵的跟踪天线。通常用来发射无线广播电视节目和一些特定的数据。

由于卫星距离较远，GEO 系统需要相对大的天线来维持信号强度。由于距离较远，从发射到返回需要 1/4s。一些卫星配置需要通过地面变电站用户许可，所以发往终端设备的时间会翻倍。如果使用每个组都需要连接层认可的通信协议（通常是最传统的 SCADA 协议），又需要增加 1s 用来进行许可和回应请求。这将使通信时间过长而且对信息量有很大影响，所以如果打算使用 GEO 就必须找到合适的通信协议。这种长时间延迟的特征也使（GEO）双向电话无法广泛应用。

第二种卫星技术是近地轨道卫星（LEO）技术。LEO 运行在海拔 500 ~ 2000km 的高度。由于海拔较低，卫星处于运行状态（像一大群蜜蜂），所以不能使用固定方向的天线。但是距离近所需的信号水平就比较低，所以如果卫星数量足够多且配合运行，LEO 就可以为地球上任何地点提供不间断的高速语音和数据传输服务。LEO 系统可以使用相对较小的地面基站。目前有许多通信公司提供不同的 LEO 服务，如只传输数据的“小型 LEO”，传输有限的数据和语音的“大型 LEO”，高速传输数据的“宽带 LEO”。在互联网搜索“LEO 卫星”可以找到更多的内容。

所有卫星系统都可能被窃听，所以需要采用适当的安全保护措施避免机密信息丢失。

### 15.11.13 短信系统

SMS（也叫做文本信息）通过移动电话系统的正向和反向频道（FOCC 和 RECC）为即时信息提供双向通信。FOCC 和 RECC 通常作为授权和设置电话的设施。由于信息较短并且在语音通信时不使用该频道，这就造成带宽浪费。SMS 正向（包括出境）以 10bit 的短脉冲传输信息，反向（包括入境）则以 32bit 的脉冲传输，很好地适应了 RTU 的控制和状态信息。许多公司都提供这类单状态经济的服务。搜索“SMS 遥测”可以得到更多相关信息。

### 15.11.14 无线电扩频和无线 LANS

新的无线技术像传统 MAS 和微波系统可以未经许可在 900MHz、2.4GHz 和 5.6GHz 带宽或在附近带宽运行。这些系统通常使用扩频技术的衍生技术来提供稳定的、点对点的或单点对多点的服务。接口范围可从 19.2kbit/sRS232 到以太网。

可视线路长度根据天线，频宽选择和传输能量从1mile到20mile不等。

这项技术成功应用于变电站站内通信和变电站及企业或变电站之间的远距离通信，例如在变电站增加变压器状态监测。变电站内部的这种无线连接的配置性价比很高并且不受变电站内部高电磁场的环境的干扰。

与传统的无线技术相比，展频无线传输信息通过断续（跳频扩频［FHSS］）或鸟叫（直接序列扩频［DSSS］）在一个频段传输，而其余传统调制技术使用的是在二级频道平行传输数据的正交频分复用（OFDM）技术。这些系统的目的是让多系统流畅运行，减少干扰和提高安全性。多系统内部各系统的相似性会产生更多的背景噪声但对信息传输的影响不大。跳频或者传输关键信息对于信息的修复非常重要，这些技术可使系统抵挡干扰（拒绝服务）和窃听方面的攻击。

DSSS、FHSS 和 OFDM 衍生技术已经产业化并且被 LAN 无线标准像 IEEE802.11 的部分（无线 lAN）和 802.16（无线宽带路径）所采用。

这是一个发展十分快速的技术。搜索“展频”、“DSSS”、“FHSS”、“OFDM”获取更多信息和目前的供应商。

## 15.12 基于传统有线电话的技术

下面几节简要地讨论了基于传统有线电话的技术。从低速、租用、拨号到高速光纤连接。

### 15.12.1 电话线路：专线和拨号

电话公司提供带宽为3kHz的专用“租赁”或“个人”音频线。拨号电话线具有相同的技术特征，主要的区别在于接入方式（拨号）和是否即时连接。

个人线路一般为双绞线，而租赁的线路很少用双绞线。而租赁线路回路固定沿着交换线路通过标准电话交换机。除非另有要求，这些线路的改变不会提醒末端用户。如3002线路这样的专有线路可以支持19.2kbit/s的调制数据和56kbit/s的压缩数据。高性能线路像数字数据服务（DDS）线路可以支持传输速率64kbit/s的调制数据。

所有电话线路都会受到安全威胁。恶意入侵者可以在电话交换机中切换通路，公众网络中的电话号码会很容易进入拨号线路。因此必须通过合适的物理数据连接或者网络层的措施来保护这些线路。在拨号线路访问IED接口的情况下，至少要用登录密码（系统默认密码修改），或尽可能地使用回拨调制解调器或物理加密技术。

电话线路对电磁干扰比较敏感，需要合适的隔离设备保护。

### 15.12.2　综合数字服务网络

综合数字服务网络（ISDN）是综合了数字电话和数据传输功能的可转换的终端到终端的广域网络。ISDN 在 1976 年由国际电信联盟（ITU）提出。有两类可用的服务：ISDN 基本访问（192kbit/s），如 ISDN2、2B + D 或者 ISDN BRI 和 ISDN 主要访问（1.544Mbit/s），如 ISDN23、23B + D 或 ISDN PRI。主频宽可进入 64kbit/s 语音频道及一系列数据频道。ISDN 适合有大范围分散站点的企业。

宽带 ISDN（B – ISDN）产生的新一代 ISDN，数据传输速率达 155.520 或者 622.080Mbit/s。

ISDN 可以配置个人网络，因此可以避免许多公共网络的安全问题。但是，仍然存在入侵者侵入电话公司设备窃取信息的可能性。

ISDN 作为有线服务，仍然会受到变电站产生的强电磁场的影响。变电站高速数字信号不能在绝缘和中间变压器中有效传输，需要采用背对背光隔离器。

### 15.12.3　数字用户环路

数字用户环路（DSL）通过标准模拟用户线传输数据。DSL 在 ISDN 的基础上，通过经济手段提供适当的高速宽带给住宅区和小型办公室。DSL 有许多衍生技术如 xDSL，x 表示衍生类型。ADSL（不对称 DSL）主要针对用户侧，在用户和电话公司中心服务器之间利用普通铜线传输模数混合数据。ADSL 的传输速率从下游的 1.5 ~ 8Mbit/s（根据电话线特点）到上游 16 ~ 640kbit/s。ADSL 连接数字信号和用户侧，数字和模拟信号流通过滤波器在用户和中心服务器之间传输。

电话公司使用高速 DSL（HDSL）进行点对点连接和对称或单线 DSL（SDSL）单对携带 T1。HDSL 可以同时携带 T1（1544Mbit/s）和 FT1（分数的 T1）数据。最高速的 DSL（VDSL）的小范围下行数据传输速度可以达到 52Mbit/s。ADSL 的有效运行长度为 6000m，而 VDSL 的有效运行长度只有 300m。

DSL 的关键优势在于其适用范围广和价格有竞争力。劣势是在没有中继站的情况下传输距离小于 3.6km。

作为有线服务，DSL 有着 EMC 和 ISDN 相同的问题。

### 15.12.4　T1 和分数 T1

T1 是 AT&T 于 1957 年开发的高速数字网络（1.544Mbit/s），于 1960 年投运，T1 支持长途脉冲编码调制（PCM）传输语音信息。T1 的主要革新在于引入了数字语音，并创造了一个可以取代完整模拟电话系统的网络。T1 是通信产业数字频道的一部分，并可以组合信息传输给末端用户。

T1 频道的数据传输速度如表 15.1 所示。

T1 是一种传输高速数据或多个声音的成熟技术。由于电力设施和电话公共设

施很接近，成本可以控制。参见附加的 DSL 介绍。

作为有线设施，T1 常遭受电磁场的干扰，除非用光纤设施替代（详见前面的光纤部分）

起初 T1 用来提供语音服务，传输数据有延迟和抖动，以及偶尔的冗余数据不是太大的问题。因此，使用 T1 的设备需要提供连接错误和重复发送的检查。

T1 是点对点连接，连接 T1 接口的设备比较尖端，所以 T1 设施一般不会受到窃听方面的攻击。但是，自其成为外部实体系统的一部分之后，入侵者有可能通过通信设施窃听或改变传输方向，系统使用 T1 设施时需要在网络层采用端到端安全措施。

**表 15.1　DS 数据传输速度**

| 名称 | 数据传输速度 | T1s 的数量 | 声音通道的数量 |
|---|---|---|---|
| DS0 | 64kbit/s | 1/24 | 1 |
| DS1 | 1.544Mbit/s | 1 | 24 |
| DS1C | 3.152Mbit/s | 2 | 48 |
| DS2 | 6.312Mbit/s | 4 | 96 |
| DS3 | 44.736Mbit/s | 28 | 672 |
| DS3C | 88.472Mbit/s | 56 | 1344 |
| DS4 | 274.176Mbit/s | 168 | 4032 |

## 15.12.5　帧中继

帧中继是为了提高本地网络之间和广域网络末端之间间歇性数据传输的效率而设计的。帧中继将数据放入叫做帧的可变单元并由末端纠错，这种方式加速了总的传输速度。通常，网络为用户提供一个连续的不用支付的专用线路的永久虚拟电路（PVC）。

服务端将帧传输到其目的地并且根据使用情况收取费用。帧中继提供服务质量的选择，会优先发送一些帧。帧中继由分数 T1 和满 T 载波支持。它的传输速度位于 ISD（128kbit/s，15.12.2 部分）和 ATM（155.520 或 622.080Mbit/s）之间。由于帧中继基于传统的 X.25 分组转换技术，其被 ATM 和本地 IP 协议（参见对 MPLS 的讨论）所替代。

## 15.12.6　异步传输模型

ATM 是一个将数据流量编入小型固定尺寸的“小容器”来代替多尺寸的分组交换网络的微型中继协议。ATM 原本想提供一个统一的网络同时支持同频网络和基于分组的网络。ATM 通过映射位数据流和分组数据流到“小容器”的数据流来

同时支持线路切换网络和分组转换网络。

这些“小容器”将按照同步时间间隙需求传输到同步位流。ATM 原本由电话通信产业设计，其目的是将宽带技术整合到数字网络中（B－ISDN）从而取代现有的电话交换网络。它有着将全球电话网络中的功能应用到个人本地计算机网络中的能力。

ATM 已经有广泛的应用但是只有部分获得成功。它通常作为 IP 流传输技术，但由于 IP 流尺寸较小且开销过大，作为原始设定的提供 LANS 的独立完整技术，公共网络和用户服务的计划很大程度上已经失败了（参见 MPLS 的讨论）。

### 15.12.7　SONET

SONET 是一个通过光纤传输数字信息的标准，开发 SONET 是为了传输大量的电话和数据流。目前最新的同步数字体系标准（SDH）就是在吸收了 SONET 的经验后开发的。SONET 主要在北美使用其他地区一般都用 SDH。SONET 可以用来封装早期的数字标准或者直接用来支持 ATM。基础的 SONET 信号运行在 51.840Mbit/s 并且被设计成同步传输信号 1（STS－1）。STS－1 的帧是 SONET 传输的最基本的单元。SONET 支持 STS－1 到 STS3072（159.252480Gbps）。

### 15.12.8　多协议标签交换

多协议标签交换（MPLS）是一种携带数据的机制，运行于 OSI 模型协议如 IP 协议的下一层，旨在为基于线路和分组交换的用户提供一个统一的单元。MPLS 提出一个数据报服务模型，可以携带多种数据流包括电话语音流和分组 IP 流。前面介绍的系统包括帧中继和 ATM，在本质上其目标是相同的。考虑到数据流的均衡性和未来的需求，MPLS 在市场上逐步取代这些技术。MPLS 意识到现代网络不需要微型 ATM，所以放弃了 ATM 的微转换和信号协议。因此 MPLS 传输速度非常快（10Gbit/s 及以上），全长 1500 位的分组数据也不会产生明显延迟。同时，MPLS 保存了数据流技术和外带数据控制等大规模网络需要采用的技术。作为 CISCO 开发的专有协议，在交给 IETF 标准化后被重新命名。

## 15.13　附录

如前文所示，标准组织已经制订了很多标准，这些标准可以视为变电站通信系统设计的准则，互联网上的资源也为进一步研究提供了信息。本书引用的一些标准和网站如下，可以帮助读者找到更详细的信息。

### 15.13.1　相关的网站

美国国家标准学会（ANSI）：www.ansi.org

电气电子工程师学会（IEEE）：www：ieee. org
国际电工委员会（IEC）：www. iec. ch
互联网工程任务组（IETF）：www：ietf：org
国际标准化组织（ISO）：www. iso. ch
美国国家标准与技术研究院（NIST）：www：nist. gov
国际电信联盟（ITU）：www. itu. int
DNP 用户组：www. dnp. org
UCA 用户组：www. ucausersgroup. org
系统工程信息：http：//www. bredemeyer. com
公开可用的 ISO 标准：http：//www. acm. org/sigcomm/standards
有用的新兴的数据通信技术概述可通过搜索维基百科 www. wikipedia. org

### 15. 13. 2 电力系统继电保护参考文献

下述参考文献对支持电力系统继电保护的通信系统设计参考价值。在 IEEE - PES 电力系统保护委员会网页 http：//www. pes - psrc. org/contains 中有很多这样的报告。在设计 SCADA 系统或继电器的无限服务时，无线电工程的参考文献很有帮助。


1. Application of peer-to-peer communication for protective relaying, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(2), April 2002.
2. Digital communications for relay protection, Working Group H9 of the IEEE Power System Relaying Committee.
3. D. Holstein, J. Tengdin, and E. Udren. IEEE C37.115-2003. Standard test method for use in the evaluation of message communications between intelligent electronic devices in integrated substation protection, control, and data acquisition systems.
4. Special considerations in applying power line carrier for protective relaying, IEEE Power Systems Relaying Committee Special paper, Relaying Communications Subcommittee, Working Group H9.
5. Application considerations of IEC 61850/UCA 2 for substation ethernet local area network communication for protection and control, IEEE PSRC H6 Special Report.
6. Using spread spectrum radio communication for power system protection relaying applications: A report to the IEEE Power System Relaying Committee, Prepared by IEEE/PSRC Working Group H2.
7. Wide area protection and emergency control, Working Group C-6, System Protection Subcommittee, IEEE PES Power System Relaying Committee, Final Report.
8. Application of peer-to-peer communication for protective relaying, IEEE PES PSRC Working Group H5 Report to the Relay Communications Subcommittee, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(2), April 2002, 446.
9. Application of peer-to-peer communications for protective relaying, IEEE PES PSRC H5 Working Group Report to the Relay Communications Subcommittee, March 2001 [Online]. Available: http://www.pes-psrc.org/h/H5doc.zip
10. R.F. White. *Engineering Considerations for Microwave Communications Systems*, Edited by GTE Network Systems, Northlake, IL. Copyright 1975 By GTE Lenkurt Incorporated. Third Printing, 1983.

11. R.U. Laine. Digital microwave systems applications seminar (notes). Volume 1, Digital Microwave Link Engineering, Issue 7, December. A.R. Lunan and W. Quan (contributors).
12. IEC 60834-1, Ed. 2.0, b: 1999, Teleprotection equipment of power systems—Performance and testing—Part 1: Command systems.
13. *The ARRL Antenna Book*. 944 pp., 20th edn., © 2003, The American Radio Relay League (ISBN: 0-87259-904-3) #9043.
14. *The ARRL Handbook*. Softcover. 1216 pp., 2004 edn. (81st edn.), © 2003, The American Radio Relay League, Inc. (ISBN: 0-87259-196-4) #1964. This handbook is updated annually.
15. J.J. Kumm, M.S. Weber, E.O. Schweitzer, D. Hou, Assessing the effectiveness of self-tests and other monitoring means in protective relays, *Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, October 1994.
16. NERC Planning Standards, North American Electric Reliability Council Engineering Committee, September 1997.
17. Proposed reliability management system (RMS), Western Systems Coordinating Council, FERC Declaratory Filing, July 23, 1998.
18. Reliability criteria for transmission system planning, Western Systems Coordinating Council, March 1999.
19. WSCC Telecommunications Work Group Design guidelines for critical communications circuits, Western Systems Coordinating Council Telecommunications Work Group.
20. Communications systems performance guide for protective relaying applications, WSCC Telecommunications and Relay Work Groups, November 21, 2001. http://www.wecc.biz/ documents/library/procedures/Comm_Perf_Guide_for_Relays.pdf

## 15. 13. 3　相关标准

### 15. 13. 3. 1　IEEE 802. x 网络协议

IEEE 802. x 协议在网站 www. standards. ieee. org 上可以查到。

802 协议的电子表格通常在公布后不超过 6 个月后即可查阅。

### 15. 13. 3. 2　IEEE 电磁干扰标准

IEEE Std C37.90-1994 Standard for relays and relay systems associated with electric power apparatus.

IEEE Std C37.90.1-2002 surge withstand capability (SWC) tests for protective relays and relay systems.

IEEE Std C37.90.2-2001 Withstand capability of relay systems to radiated electromagnetic interference from transceivers.

IEEE Std C37.90.3-2001 Electrostatic discharge tests for protective relays.

IEEE Std 487-2000 IEEE recommended practice for the protection of wire-line communication facilities serving electric supply locations.

IEEE Std 1613 Environmental requirements for communications networking devices installed in electric power substations.

### 15. 13. 3. 3　IEC GOS70 通信标准

IEC/TR 60870-1-1 {Ed.1.0}Telecontrol equipment and systems. Part 1: General considerations. Section 1: General principles.

IEC 60870-1-2 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems. Part 1: General considerations. Section 2: Guide for specifications.

IEC/TR 60870-1-3 {Ed.2.0} Telecontrol equipment and systems—Part 1: General considerations—Section 3: Glossary.

IEC/TR 60870-1-4 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 1: General considerations—Section 4: Basic aspects of telecontrol data transmission and organization of standards IEC 870-5 and IEC 870-6.
IEC/TR 60870-1-5 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 1–5: General considerations—Influence of modem transmission procedures with scramblers on the data integrity of transmission systems using the protocol IEC 60870-5.
IEC 60870-2-1 {Ed.2.0} Telecontrol equipment and systems—Part 2: Operating conditions—Section 1: Power supply and electromagnetic compatibility.
IEC 60870-2-2 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 2: Operating conditions—Section 2: Environmental conditions (climatic, mechanical, and other nonelectrical influences).
IEC 60870-3 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems. Part 3: Interfaces (electrical characteristics).
IEC 60870-4 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements.
IEC 60870-5-1 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems. Part 5: Transmission protocols—Section 1: Transmission frame formats.
IEC 60870-5-2 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transmission protocols—Section 2: Link transmission procedures.
IEC 60870-5-3 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transmission protocols—Section 3: General structure of application data.
IEC 60870-5-4 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transmission protocols—Section 4: Definition and coding of application information elements.
IEC 60870-5-5 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transmission protocols—Section 5: Basic application functions.
IEC 60870-5-101 {Ed.2.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5–101: Transmission protocols—Companion standard for basic telecontrol tasks.
IEC 60870-5-102 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transmission protocols—Section 102: Companion standard for the transmission of integrated totals in electric power systems.
IEC 60870-5-103 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5–103: Transmission protocols—Companion standard for the informative interface of protection equipment.
IEC 60870-5-104 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 5–104: Transmission protocols—Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.

### 15.13.3.4 DNP3 通信设备规格

IEEE Std 1379-1997 IEEE Trial-Use Recommended Practice for Data Communications between Intelligent Electronic Devices and Remote Terminal Units in a Substation DNP 3.0 specifications, available from www.dnp.org. Available on-line: "A DNP3 Protocol Primer." Specifications in four documents available to Users Group members: DNP V3.00 Data Link Layer Protocol Description; DNP V3:00 Transport Functions; DNP V3.00 Application Layer Protocol Description; DNP V3:00 Data Object Library.

### 15.13.3.5 IEC 60570 –6 TASE.2（UCA/ICCP）Control System Communications

IEC/TR 60870-6-1 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Section 1: Application context and organization of standards.
IEC 60870-6-2 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Section 2: Use of basic standards (OSI layers 1–4).
IEC 60870-6-501 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Section 501: TASE.1 Service definitions.
IEC 60870-6-502 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6: Telecontrol protocols compatible

with ISO standards and ITU-T recommendations—Section 502: TASE.1 Protocol definitions.
IEC 60870-6-503 {Ed.2.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.2 Services and protocol.
IEC/TS 60870-6-504 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–504: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.1 User conventions.
IEC/TR 60870-6-505 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–505: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.2 User guide.
IEC/TR 60870-6-505-am1 {Ed.1.0} Amendment 1—Telecontrol equipment and systems—Part 6–505: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.2 User guide.
IEC 60870-6-601 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Section 601: Functional profile for providing the connection-oriented transport service in an end system connected via permanent access to a packet switched data network.
IEC/TS 60870-6-602 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–602: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE transport profiles.
IEC 60870-6-701 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–701: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Functional profile for providing the TASE.1 application service in end systems.
IEC 60870-6-702 {Ed.1.0} Telecontrol equipment and systems—Part 6–702: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—Functional profile for providing the TASE.2 application service in end systems.
IEC 60870-6-802-am1 {Ed.2.0} Amendment 1—Telecontrol equipment and systems—Part 6–802: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.2 Object models.
IEC 60870-6-802 {Ed.2.1} Telecontrol equipment and systems—Part 6–802: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations—TASE.2 Object models.

### 15.13.3.6　IEC 61850/UCA 变电站系统标准

IEEE TR 1550-1999 EPRI/UCA Utility Communications Architecture (UCA) Version 2.0 1999, IEEE Product No: SS1117-TBR IEEE Standard No: TR 1550-1999.
IEC/TR 61850-1 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 1: Introduction and overview.
IEC/TS 61850-2 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 2: Glossary.
IEC 61850-3 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 3: General requirements.
IEC 61850-4 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 4: System and project management.
IEC 61850-5 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 5: Communication requirements for functions and device models.
IEC 61850-6 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.
IEC 61850-7-1 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 7–1: Basic communication structure for substation and feeder equipment—Principles and models.
IEC 61850-7-2 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 7–2: Basic communication structure for substation and feeder equipment—Abstract communication service interface (ACSI).
IEC 61850-7-3 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 7–3: Basic communication structure for substation and feeder equipment—Common data classes.
IEC 61850-7-4 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 7–4: Basic commu-

nication structure for substation and feeder equipment—Compatible logical node classes and data classes.

IEC 61850-8-1 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 8–1: Specific Communication Service Mapping (SCSM)—Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

IEC 61850-9-1 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 9–1: Specific Communication Service Mapping (SCSM)—Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link.

IEC 61850-9-2 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 9–2: Specific communication service mapping (SCSM)—Sampled values over ISO/IEC 8802-3.

IEC 61850-10 {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—Part 10: Conformance testing.

IEC 61850-SER {Ed.1.0} Communication networks and systems in substations—All parts.

IEC 61850-90-1 Use of IEC 61850 for the communication between substations.

IEC 61850-90-2 Use of IEC 61850 for the communication between control centers and substations.

IEC 61850-7-410 Hydroelectric power plants—Communication for monitoring and control.

IEC 61850-7-420 Communications systems for Distributed Energy Resources (DER)—Logical nodes.

IEC 61850-7-500 Use of logical nodes to model functions of a substation automation system.

IEC 61850-7-510 Use of logical nodes to model functions of a hydro power plant.

IEC 61850-90-1 Use of IEC 61850 for the communication between substations.

IEC 61850-90-2 Use of IEC 61850 for the communication between control centers and substations.

IEC 61850-90-3 Using IEC 61850 for condition monitoring.

IEC 61850-90-4 IEC 61850—Network Engineering Guidelines.

IEC 61850-90-5 Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118.

IEC 61850-80-1 Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104.

IEC 61400-25 IEC 61850 Adaptation for wind turbines.

IEC 61400-25-1 Wind turbines—Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants—Overall description of principles and models.

IEC 61400-25-2 Wind turbines—Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants—Information models.

IEC 61400-25-3 Wind turbines—Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants—Information exchange models.

IEC 61400-25-4 Wind turbines—Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants

Mapping to communication profile
Mapping to web services
Mapping to MMS [Refer to IEC 61850-8-1]
Mapping to OPC XML DA
Mapping to IEC 60870-5-104 [Refer to IEC 62445-3]
Mapping to DNP3

IEC 61400-25-5 Wind turbines—Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants—Conformance testing.

IEC 61400-25-6 Wind turbines—Part 25-6: Communications for monitoring and control of wind power plants—Logical node classes and data classes for condition monitoring.

IEC 62271-3 Communications for monitoring and control of high-voltage switchgear.

### 15.13.3.7 IEC 61968 分布应用标准集

IEC 61968-1 {Ed.1.0} Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 1: Interface architecture and general requirements.

IEC/TS 61968-2 {Ed.1.0} Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 2: Glossary.

IEC 61968-3 {Ed.1.0} Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 3: Interface for network operations.

IEC 61968-4 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 4: Interface standard for records and asset management.

IEC 61968-5 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 5: Interface standard for operational planning and optimization.

IEC 61968-6 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 6: Interface standard for maintenance and construction.

IEC 61968-7 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 7: Interface standard for network extension planning.

IEC 61968-8 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 8: Interface standard for customer inquiry.

IEC 61968-9 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 9: Interface standard for meter reading and control.

IEC 61968-10 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 10: Interface standard for systems external to, but supportive of, distribution management.

IEC 61968-11 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 11: Distribution information exchange model (DIEM).

IEC 61968-12 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 12: Use case examples.

IEC 61968-13 Application integration at electric utilities—System interfaces for distribution management—Part 13: CIM RDF model exchange format for distribution.

### 15.13.3.8 IEC 61970 能量管理系统（EMS）标准集

IEC 61970-1 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 1: Guidelines and general requirements.

IEC/TS 61970-2 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 2: Glossary.

IEC 61970-301 {Ed.1.0} Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 301: Common information model (CIM) base.

IEC 61970-302 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 302: Common information model (CIM) financial, energy scheduling, and reservations.

IEC/TS 61970-401 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 401: Component interface specification (CIS) framework.

IEC 61970-402 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 402: Component Interface Specification (CIS)—Common services.

IEC 61970-403 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 403: Component interface specification (CIS)—Generic data access.

IEC 61970-404 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 404: Component interface specification (CIS)—High speed data access.

IEC 61970-405 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 405: Component interface specification (CIS)—Generic eventing and subscription.

IEC 61970-407 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 407: Component interface specification (CIS)—Time series data access.

IEC 61970-453 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 453: Exchange of graphics schematics definitions (common graphics exchange).

IEC 61970-501 Energy management system application program interface (EMS-API)—Part 501: Common information model (CIM) XML codification for programmable reference and model data exchange.

### 15. 13. 3. 9 其他 IEC 标准

IEC 62351-1 Data and communication security—Part 1: Introduction and overview.

IEC 62351-2 Data and communication security—Part 2: Glossary of terms.

IEC 62351-3 Data and communication security—Part 3: Profiles including TCP/IP.

IEC 62351-4 Data and communication security—Part 4: Profiles including MMS.

IEC 62351-5 Data and communication security—Part 5: Security for IEC 60870-5 and derivatives.

IEC 62351-6 Data and communication security—Part 6: Security for IEC 61850 profiles.

IEC 62351-7 Data and communication security—Part 7: Management information base (MIB) requirements for end-to-end network management.

### 15. 13. 3. 10 ISO 参考模型（由 www. iso. sh 提供）

ISO/IEC 7498-1:1994 2nd edn.: Information technology—Open systems interconnection—Basic Reference Model: The Basic Model.

ISO/IEC 7498 Security Architecture, Part 2 (superseded by ISO/IEC 10745 and ITU-T X.803 "Upper Layers Security Model," ISO/IEC 13594 and ITU-T X.802 "Lower Layers Security Model," and ISO/IEC 10181-1 and ITU-T X.810 "Security Frameworks, Part 1: Overview").

ISO/IEC 7498-3:1997 2nd edn.: Information technology—Open systems interconnection—Basic Reference Model: Naming and Addressing.

ISO/IEC 7498-4:1989 1st edn.: Information processing systems—Open systems interconnection—Basic Reference Model—Part 4: Management Framework.

# 第 16 章　变电站物理防护

16.1　引言 ································ 315
定义
16.2　现代电力系统 ······················ 317
规模・关键服务・结构・安全需求
16.3　威胁评估 ·························· 319
存在性、能力和动机・入侵者
16.4　系统分析 ·························· 322
关键性评估・漏洞评估・风险评估
16.5　风险管理 ·························· 324
16.6　安全责任 ·························· 325
业主/运行人员・联邦政府・NERC 安全指导条例
16.7　实施方案（方法）·················· 326
物理方法・系统措施・合同法・管理/组织的措施
参考文献 ································ 334

John Oglevie
Power Engineers, Inc.
W. Bruce Dietzman
Oncor Electric Delivery Company
Cale Smith
Oncor Electric Delivery Company

## 16.1　引言

每个城市或城市附近都存在电力变电站，一般位于每个小镇旁边或小镇内以及孤立、偏远的乡下区域，而且通常靠近国家主要的商业或工业设施。在占地面积方面，它们可以是只有两根出线的小型变电站，也可以是占地十几亩的大型变电站。最高电压可达 765kV AC 和 ±500kV DC。

电力变电站对我们日常生活十分重要，就如同电力供应的神经中枢，是电力供应可靠性的重要组成部分。因此，需要保护其免受任何形式（内部、外部、网络、物理）的危害。

但是如何才能保护整个国家成千上万的变电站呢？谁是威胁？需要保护哪个部分？如何保护？要花费多少？谁来负责？

威胁可以是人为的或者自然产生的。如 2001 年 9.11 事件，2003 年的北美大停电

和2010的飓风，都对变电站的安全性和可靠性提出了更高的要求。另外，恐怖主义已经威胁到能源安全，美国联邦政府已经建立相应的组织去统计电力产业。他们不仅仅是收集供电不足方面的信息，而且将对停电事件实时报告并找出受攻击的准确位置。

总之，现在电力系统需要一个系统的、综合的方式保障变电站的物理安全性。

本章将主要阐述变电站物理安全这个主题及回答相应的问题，但不会详细回答所有问题，并对主要的和部分实施的物理安全项目进行阐述。

安全项目可以用系统化的方法设计和实施。本章同时也对确定一个特定电力系统最好的物理安全防护方式的基本要素进行讨论，包括以下几步：

1）威胁评估。

2）系统分析，其中包括：

a. 重要性评估；

b. 灵活性评估；

c. 风险评估。

3）风险管理。

4）实施。

本章只讨论变电站物理安全，尤其是针对人为入侵的安全防护措施，关于发电厂的安全项目或措施和连接核电站的变电站的物理安全措施不予讨论，因为这些安全防护通常包括在发电厂的安全项目内。对于防止入侵者使用电子通信手段入侵网络部分，只讨论到目前为止一旦物理防护被破坏后确保电子设备安全的防护手段。

### 16.1.1 定义

这部分对一些重要术语进行定义，如下表所示。

| 术语 | 定 义 |
|---|---|
| 资产 | 任何变电站或变电站组件 |
| 重要资产 | 变电站组件。如果这些组件被损坏、破坏或者不可用，会影响系统的性能、可靠性或者电力供应的可操作性 |
| ESISAC | 电力部门信息共享和分析中心。关于威胁的迹象、薄弱点以及保护策略，这个组织有责任与其他的安全组织和政府沟通 |
| 入侵者 | 任何个人或者组织在未经授权的情况下进入变电站 |
| 入侵 | 未经授权进入变电站。入侵可以是个人或者组织、一个工具、一个抛射物，也可以是电子设备（黑客攻击） |
| NERC | 北美供电可靠性委员会。这个组织的主要任务是针对可靠性运行以及大部分电力系统运行制定标准 |
| 业主/运行人员 | 对变电站安全负责的任何人或者实体 |

（续）

| 术语 | 定　　义 |
|---|---|
| 风险 | 某个威胁会扩大成变电站漏洞的可能性 |
| 风险管理 | 通过缓解风险或者采用有效控制能够减少漏洞的暴露或扩大的决策 |
| 变电站 | 本章均在讨论变电站，变电站包括开关、总线以及输、配电变电站 |
| 恐怖袭击 | 利用武力或者暴力故意地损坏变电站的一种威胁的行为 |
| 威胁 | 任何可以损坏或者破坏变电站或者变电站组件的事件或者环境 |
| 漏洞 | 变电站组件对威胁开放的程度 |

## 16.2　现代电力系统

为了更好地阐述物理安全的需求，首先必须了解电力系统的规模、重要性及对我们日常生活的影响。

### 16.2.1　规模

根据 U.S. 能量信息管理委员会（EIA）所述，现代电力系统的发展十分迅速。2009 年，美国总的电力需求是 37450 亿 kW · h。EIA 预计到 2035 年电力需求增长至 131% 达到 49080 亿 kW · h[1]。2002 年，美国总的装机容量是 813GW[2]。到 2009 年，装机容量达到了 1025GW[3]。由于电力需求与装机容量的快速增长，电力公司必须在未来的几年中增加电力系统的投入来满足用户需求，包括新的变电站设施基础建设。

### 16.2.2　关键服务

系统的规模和增长速率与社会需求息息相关。我们生活的方方面面和经济水平是建立在目前的电力系统基础上的。电力服务已成为一种关键性的服务（见图 16.1）。Parson's Brinckerhoff 的退休校长 Paul Gilbert 在收集信息并收听了国会关于美国电网的大停电和基础建设的重要性报告后，大致阐述了电力系统的重要性。他认为："我们的日常生活高度依赖这些基础设备建立起来的通信网络和电力供应。只有电力供应系统可以产生巨大的影响，也可以给所有人带来损失"[4]。

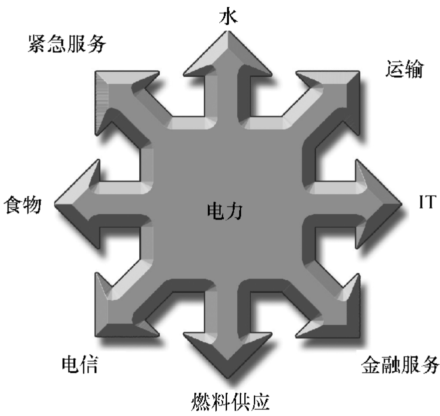



图 16.1　我们社会中关键的服务——电力（来自 Gent，M.，IEEE Power Energ. Mag.，1（1），46，2003.）

作为一个关键性服务，电力系统需要运行在十分苛刻的条件下：必须永远不故障。系统可靠性提升的衡量标准为是否可以持续有效供电。在过去10年内，系统允许停电时间从过去的几个小时降低到1min。IEEE Power and Energy 在2005年9月发布的可靠性标准（见表16.1）描述了高水平的可靠性要求（99%），甚至也可应用于管理体系。

**表16.1　高可靠性系统的各级可靠率标准**

| 系统类型 | 停电时间（min/年） | 可靠率（%） | 可靠性等级 |
|---|---|---|---|
| 未管理 | 50000 | 90 | 1 |
| 管理 | 5000 | 99 | 2 |
| 很好管理 | 500 | 99.9 | 3 |
| 故障可承受 | 50 | 99.99 | 4 |
| 高可靠率 | 0 | 99.999 | 5 |
| 超高可靠率 | 0.5 | 99.9999 | 6 |
| 特高可靠率 | 0.05 | 99.99999 | 7 |

来源：Gellings，C. et al，IEEE Power Energ. Mag.，2（5），41，2004. Even managed systems need to be operating 99% of the time

## 16.2.3　结构

总的来说，在过去的50年内，电力公司系统的结构发生了很大的变化。现代电力系统在二战的基础上演变而来，由上而下形成公共和个人的电力公司。在以前，这些公司拥有他们自己的发电厂、输电线和配电网络。而如今电力系统的总趋势是发电厂、输电线和配电系统统一组织。目前的电力公司系统由公共和个人的实体公司、独立的电能供应商和工业用户组成。为了公平竞争，独立系统运行者（OSI）有计划的组织和管理系统潮流。

随着2005年的能量政策颁布，美国国会目前已经授权“联邦能量管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）加入了美国新的系统可靠性和合规性强制标准的制定。2005年8月8日，布什总统签署了2005年的能量政策行动法律，其授权成立一个法定电力可靠性组织（ERO）使市场参与者强制执行可靠性标准”[5]。

## 16.2.4　安全需求

许多人认为系统规模变大，发展过快，投入减少，加上可靠性的需求和商业结构变化使目前的系统更脆弱和容易故障。这些薄弱点存在于电力系统中，作为关键性服务意味着，我们不能忽视自然灾害、人为灾害或者恐怖袭击造成的停电。因此，保护变电站设备的安全迫在眉睫。

#### 16.2.4.1　变电站物理和电磁安全 IEEE Standard 1402－2000，IEEE 指南

20 世纪 90 年代中期，电力公司的工程师和个人公司的顾问共同为电能供应的变电站制定出了物理安全标准——IEEE Standard 1402－2000，IEEE 变电站物理和安全指南（以下简称指南）。这个标准在 2001 年 9 月 11 日之前完成。术语“入侵者”在当时指的是在未经允许的情况下进入变电站，无论是一个人、一辆车、一颗炮弹还是电子设备的方式（黑客）。《指南》主要着眼于当入侵发生时，入侵者可能进入的路径以及财产所有权、地理、经济、社会和工业受损情况。主要针对许多变电站所有者和运行者在当时所面对的问题。

这个组织在全球范围内收集了大多数运行中的安全系统失效数据。《指南》讨论了可行的安全方法并衡量了这些方法的优缺点。并在最后的部分大致介绍了一下安全项目的结构。

自从 IEEE Standard 1402 发布后，国家将安全和可靠性放到了重要位置。现代电力系统的保护需要所有者和运行人员使用系统的综合方法优化和设计物理安全防护系统。这个需求也将在未来几年内极大的修正 IEEE Standard 1402。

## 16.3　威胁评估

综合性安全计划的第一步是威胁评估。威胁评估确定了外部能对变电站及其组成设备造成危害的因素。威胁可能是一个事故，环境或操作步骤使得变电站财产被窃、受损或毁坏。威胁也可能是一个简单的动作，像设备受到枪击或者入侵者剪断或爬过防护线，进入变电站或进入控制室操作断路器。如上所述，不同个人或组织动机造成的威胁也不尽相同。枪击可能是狩猎季节无意间的射击，也可能是有人想故意毁坏变电站的设备。

变电站的所有者和运行人员必须采取合适的物理安全措施来保护变电站，防止其受到威胁。威胁评估的目的是使变电站所有者或运行人员能确定潜在的威胁和薄弱点。

入侵者会造成威胁。入侵是指未经授权侵入变电站或防护区域。入侵者可以是个人也可以是组织，也可以是一个物体，如子弹和石头。如果一个人或物体在没有被授权的情况下入侵，他、她或它将被定义为入侵者。变电站所有者或运行人员必须有能力确定能产生该威胁的人或组织以及周围哪些环境可以帮助其未经授权进入变电站。但是判断这些有威胁性的潜在入侵者不是一个随机过程，必须有条理地调查潜在入侵者的活动范围和他们可能的行动方式。

### 16.3.1　存在性、能力和动机

任何被定为潜在威胁的个人或组织必须符合以下 3 个标准。他们必须有：

1）存在性——尽管国内和国际上有很多这样的团体，但在当地是否存在这样

的个人或团体？

2）能力——这样的个人或团体有能力攻击变电站吗？

3）动机——这样的个人或团体是否有兴趣和意图攻击和损害变电站？

仔细关注这些组织在邻近区域的活动，寻找和警惕这些活动的信号，在必要情况下采取一些预防措施。这可以覆盖日常活动范围下的安全威胁。如何寻找这些警告信号呢？警告信号包括有人毫无原因的在变电站周围观察变电站，遗失了一些文件和证件等，这些都是可以帮助获取进入变电站重要部位的信息和方法。2003 年，美国国土安全部门和联邦调查局发布了可疑行为的记录。

当然，区分真的威胁和人为猜测十分重要。比如国际大电网会议（CIGRE）在 2004 年组织了一次调查估计变电站可能遭受的威胁。35% 的回答者认为恐怖袭击是最大的威胁，接着是盗窃和破坏（20%）。然而，真实的历史数据和猜测的数据有很大的不同。真实数据显示最频繁的入侵事件是盗窃。恐怖袭击甚至基本不占百分比。

综合性威胁评估必须包括参考历史数据，即潜在的威胁和要面对的威胁有很大相关性，同时也必须考虑物理方式的应用。但是，当面对潜在的威胁时，首先必须进行存在性、可能性和动机的测试，在变电站实际确认的可能威胁基础上做的物理安全防护比在国家/国际层面猜测的威胁基础上所做的防护更有效。例如，国际上关注恐怖组织，国家恐怖组织如 ELF 可能是一个更大的且直接的威胁，如果恐怖组织策划活动反对联邦政府，他们怎么可能对一个特定小区域的变电站产生威胁？

## 16.3.2 入侵者

这部分主要针对变电站所有潜在威胁中涉及入侵的部分。入侵者源于外部影响。重申一下，入侵的定义是未经授权进入变电站。前面所述的枪击的例子尽管没有人进入变电站但也是一个入侵的例子。第二个入侵的例子涉及人进入变电站。然而，这两种情况都是入侵。入侵可能是无意的、故意的但非特意性的（破坏），故意且有指向性的（恶意的破坏或恐怖袭击）。入侵者可以被分为以下几类：

1）一般公民；

2）小偷；

3）故意破坏他人财产者；

4）心怀不满的员工；

5）恐怖分子。

### 16.3.2.1 一般公民

一般公民是接触这些电气设备最频繁的群体，通常会机缘巧合地进入变电站接触设备，如日常生活中我们开车经过或者在输电系统旁边工作。没有计划的巧合情况下的入侵是最不容易引起重视的。但对变电站的威胁是很小的。反而对入侵者本身的威胁很大。

#### 16.3.2.2　小偷

小偷通常受经济利益驱使。盗窃行为受铜铝和其他常见金属价格波动的影响。曾经，电力公司使用铁丝网（削剃过）作为防护网阻止入侵者进入没想到却被偷了。小偷可能由于周围的铜线、电缆和现场堆放的铝线而进入变电站行窃。小偷也可能为了寻找工具和另外一些有价值的元器件而进入控制室。试图追踪到小偷并找回失窃的金属结果往往并不理想。大多数情况下，这些材料可以找回但无法确定谁最先拥有。找不出拥有者，就不能证明它是被偷的。

防止小偷将会是这章接下来讨论的许多物理安全防护方法的目的之一，同时也是最难的部分。虽然他们的目的已经确定，但小偷可能是任何年龄阶层的也可能有不同的经济背景，他们的目标选择是随机的和不可预测的。任何变电站都有小偷可能感兴趣的材料。

#### 16.3.2.3　恶意破坏他人财产者

个人、夫妇、成组的年轻人、流浪汉、毒贩和城市犯罪团伙都曾经利用变电站作为聚会场所开派对、居住或者计划非法活动。这些组织对变电站造成的破坏可能不是故意的，也可能是故意的甚至恶意的，而这些行为通常也是随机的。他们没有把电力系统和变电站作为一个政治或社会的目标，因此，这种行为属于故意破坏他人财物。这些团体的一些活动可能造成设备故障，包括停电、火灾，间接造成断路器变压器供电线路和控制大楼控制面板故障损毁。

公众希望变电站是不可见的。现在人们认为可见的变电站影响了他们的视野和环境。变电站所有者和运行人员要通过在变电站周围种树和灌木林给变电站一个美观的、环境友好的外貌。然而，隐蔽性好的变电站会使上述团体将其作为一个会面地点的可能性增加，他们的行为可以很好地被隐藏，而不被公众发现。

在许多情况下，尤其在城市中，这些地方可能是帮派的领地。他们会在变电站进行涂鸦标注，提醒对手这是他们的领地，这样就可能在不同帮派间造成“地盘争夺战”增加了变电站损毁的威胁。

#### 16.3.2.4　心怀不满的员工

有许多变电站内部员工因对上司的不满而对变电站进行损毁。他们造成的威胁性高于上面所述的 3 种，因为他们属于内部威胁。他们的行为不仅是故意的，而且有专业的知识来扩大危害。

根据以往的情况，有很多心怀不满的员工打开变压器的油阀。有记录一个心怀不满的员工将一个简易爆炸设备粘在了电力设备上。一个员工在 2002 年冬季奥运会期间进入变电站，打开了几个主要的断路器，导致停电 1h，33000 居民及用户受到影响。

这些人往往单独工作，他们的愤怒只针对雇主。动机不是引起区域和国家停电。

#### 16.3.2.5 恐怖分子

美国联邦法规将恐怖分子定义为“非法使用武器和暴力侵害人身或财产，以达到恐吓或威胁政府、民众或者其他事物”（28 C. F. R. Section 0. 85）。

目前没有普遍接受的对恐怖组织的定义或分类。他们可以按国内和国外来区分。也可以大致这样分类：社会或政治组织、极端宗教狂热分子、流氓政权、政府资助的组织和民族分子。他们可能是因为社会、意识形态、宗教、语言的等原因发起行动。不像20世纪60、70年代，在今天这个世界，现在他们可以组织一个专门的团体完成一个袭击目标，然后解散。目前，他们以没有首领的形式进行反抗。也就是说，具体的策略离开了个人，所以一部分人伏法不会使得整个组织受到威胁。

不管恐怖组织如何分类，恐怖分子和上述所有的组织有所不同。他们的目标是明确的。他们意图扰乱一些秩序或者达到一些目的。他们的行动是经过仔细计划和组织的，想要将大众的目光吸引到他们所做的事情上。他们想要通过制造社会的混乱、惊慌和恐惧，将大众的注意力转移到一些重要但无关的目标上。他们有很多资助并有渠道获得武器和情报。

#### 16.3.2.6 资源

除了所有者自己的历史故障数据，还有许多可获得的资源来辅助收集关于潜在入侵者在一个特定范围内活动的信息。最关键的步骤是变电站所有者和运行人员建立变电站和当地警察局的联系来获取当地存在的威胁情况。另外，一些重要的资源来源包括FBI的InfraGard、美国酒精统计局、美国烟草统计局、美国枪支统计局（ATF）、美国消防局和国家和当地的执法机构。

网络资源包括the national memorial institute for prevention of terrorism（www. mipt. com），Antidefamation league（www. adl. org）和lexisnexis（www. lexisnexis. com）。另外，有许多个人安全咨询公司可以进行咨询。

## 16.4 系统分析

如上所述，变电站及其元件中的易破坏点（漏洞）和易故障点是薄弱环节。所有的变电站设备都容易受到外部威胁，例如枪击后损坏，但除此之外，还有其他的薄弱点：控制室内手动操作运行的断路器和控制设备；机械结构的损坏；编组柜中元件失控和保护启动切线，主保护通信频道故障关闭，架空线路故障引起母线故障；螺栓松动和绝缘击穿造成的结构破坏；控制室手动将设备从远端切换到本地引起的系统失控。另外，某些环境因素恶化了薄弱性（本身的一些漏洞），包括变电站地点（城市、郊区、农村或者工业区）是否对外开放，有人值守还是无人值守。变电站的发展阶段（施工前、准备、建设、运行和退役）也是影响安全性的因素之一。

### 16.4.1　关键性评估

所有的变电站都需要保证一定的物理安全水平但并不是所有的变电站都是关键的或者有重要资产的。确定变电站关键性的因素主要包括：发电重要程度、开关或者负荷、最高电压、总线的类型、运行的年限或者它是否隐藏在建筑内或者户外、地上还是地下，又或者是否会影响变电站供电。关键性决定了变电站的分配地区。关键性也可量化之后划分成不同的等级，不同等级代表不同的变电站所分配的地区。量化后的值也和备用电源的成本有关。单独组件的关键性的高低基于备用成本、交货时间、生产地点、通信类型以及使用的 EMS 设备，或者特别的技术，比如高电压、固体、电力控制装置，静态 VAR 补偿器（SVC）或者 DC/AC 逆变器。

对于业主/运行人员来说，一个关键资产可能仅仅是对本地重要的变电站。然而，从联邦水平上来讲，ESISAC 将关键资产定义为将会影响大部分电力系统可靠性或者运行水平的资产设备。每个业主/运行人员一定要明确关键性资产的构成。然而，就通常情况而言，一个变电站或者它的组件的关键性可以通过以下的条件确定：

1）不能向客户提供服务。变电站能否服务关键的或者敏感的负荷？变电站服务关键的负荷，负荷是否有可选择的电力来源？变电站恢复或者切除损坏的关键设备需要的最长时间是多少？这个时间是否是可接受的？

2）不能保持系统的完整性。针对关键负荷或者线路，变电站是否可以提供至少两种以上的保护措施？

3）不能保持系统的可靠性。设备的切除是否会引起电压、频率、稳定性或者可靠性问题？

### 16.4.2　漏洞评估

如上所述，漏洞是会使得变电站或它的组件受损的薄弱环节。所有的变电站设备都容易受到来自外部威胁的损坏，比如枪击，而且也还有其他的一些漏洞：某人对断路器的运行以及设备的控制；设备运行机制的损坏；通过切除控制线所导致的失控以及保护；主保护通信渠道的缺失；总线故障；结构设备故障或者由于远程控制的开关通过手动操作而引起的系统控制缺失。这些漏洞也可以被其他的一些环境因素加剧而不断扩大。变电站的发展阶段也是易受到影响的。

### 16.4.3　风险评估

系统分析的第三部分是风险评估。为了控制风险，必须先进行风险评估。按照评估结果对变电站风险分优先级处理。做风险评估，变电站所有者或运行人员首先必须有一个完整的威胁，薄弱点以及重要性评估。

评估风险是量化威胁对具体漏洞发生故障的可能性，通常包括以下情况：

1）枪击穿过关键变压器外壳的风险，引起变压器故障的可能性。

2）之前所述的变压器故障引起电力系统过载是否存在导致系统崩溃的可能性。

3）在没有检测到风险的情况下，入侵者进入控制室毁坏或使被保护关键线路故障的可能性。

4）在修复和更换毁坏设备前，线路故障引起线路严重破坏的可能性。

5）入侵者进入变电站控制室通过本地控制开关得到变电站控制权的可能性。

6）入侵者进入变电站控制室通过笔记本进入 SCADA RTU 或者继电保护得到变电站控制权的可能性。入侵者使用这个通道进入数据库或者控制在运行的设备或其他一些变电站的可能性。

7）小偷偷走部分变电站的网架后引起系统振荡的可能性。

8）小偷进入变电站偷盗线路受伤甚至死亡的可能性。

一个变电站或者其设备必须对确定的威胁高度敏感。另外，变电站所有者或运行人员必须将风险作为系统整体的一部分放在重要位置。例如，就变压器而言，其对系统运行具有关键性作用，而通过变压器入侵变电站的风险也相当高。但是如果确定的风险只有进入变电站偷盗网架材料，那么则对变压器、变电站重要设备元件和变电站的运行影响就很低。因此保护变压器免受这类方式的入侵的必要性就比较低。但只有变电站所有者和运行人员有权力做出这样的决定。

一系列附有工作样表的风险评估指南已经发布用来辅助上述过程。这些在 ESI-SAC 的网页上可以找到 http：//www. esisac. com/library – assessments. htm。包括：

1）Vulnerability Assessment Methodology，September 2002

2）Energy Infrastructure Risk Management Checklist for Small and Medium Sized Energy Facilities，August 19，2002

3）Energy Infrastructure Vulnerability Survey Checklist，February，2002

4）Checklist assessment Survey Lessons Learned/Best Practices，September 2001

## 16.5 风险管理

为了针对特定的风险采取合适的措施，变电站所有者或运行人员必须回顾系统分析时收集到的数据（16.4 节）确定最好的物理安全防护措施。分析和决策过程叫做风险管理。

字典上风险管理的定义是“大家认同并且通过应用性价比高的控制手段减少风险的决策”[8]。针对物理安全，有以下四种途径管理相关的风险。变电站所有者或运行人员应：

1）承认所有风险的存在性。

2）避免预防事故发生的风险。

3）通过减小故障影响降低风险。

4）将风险转移到其他部分，如保险公司[9]。

风险管理应用于变电站设计，布局和保护系统故障的每一个部分。就一个电力变压器而言，制造缺陷、使用年限、运行环境等因素都可能产生薄弱点，每一部分或整体都可能导致变压器故障。针对此类故障，变电站所有者或运行人员采用了多回线路、备用变压器、转换流程和变压器保护流程来保护变压器，以确保在故障发生后对用户的持续供电。

在这个例子中，故障就是威胁，变压器运行年限、运行状况就是薄弱点。风险管理在处理这种故障后果的很多方面都起到了作用。这种风险可以通过在使用年限前更换变压器和改善运行环境来降低，也可以通过实行保护维修计划在变压器损毁之前清除故障，也可以切换母线和切掉变压器的连接线。最后，购买保险可以减少在变压器损毁后的替换费用。

## 16.6　安全责任

电力系统安全不仅仅是变电站所有者或运行人员的责任。最近，联邦机构实行的法律将电力系统安全变为联邦政府和变电站所有者或运行人员共同的的责任。

### 16.6.1　业主/运行人员

要想实施有效的物理安全防护措施，变电站所有者或运行人员确定个人（多人）或部门承担安全实施和管理的责任十分重要。为了有效组织并成功实施安全措施，安全计划应包括政策、程序和指导条例。为成功完成安全计划，必须制定相应的政策和授权给企业，然后指导授权企业实施。确定责任人、程序和特定的指导条例贯穿整个组织过程。

每个公司都必须有专人负责变电站安全。这个人应对安全计划的制定、实施、管理和升级负责。通过变电站的例行检查用来确定安全措施在整个安全计划中的有效性。另外，训练员工、提高员工思想和及时报告违反管理的行为也是有必要的。管理者必须建立一个高标准的问责体制来维护系统安全。

### 16.6.2　联邦政府

近几年，美国联邦政府已经在法律和授权审查安全水平方面采取了很多行动，来指导系统运行，实时报告停电故障。典型的行动包括：

1）建立了安全指导机构，收集数据，分析对电力供应恐怖袭击的可能性和可能地点。

2）对主要的电力公司进行安全审查。

3）2005 年能量政策行动，建立了 ERO，ERO 有权力对影响到电力系统稳定

和可靠性的停电罚款。

4）制定指导条例定义大的停电，并向能源部门（DOE）强制性报告。

5）要求变电站所有者或运行人员对他们在运线路和设备进行评级并发布单线图。

#### 16.6.2.1 事件报告

能源部门制定了指导条例定义需要报告的事件，即系统中任意一种停电，包含恶意破坏引起的。主要有以下几项：

1）确定的缺电；

2）电压下降3%；

3）为保持电力供应主动切除负荷；

4）故障发生或任何影响可靠性的事件；

5）紧急状况下燃料供应；

6）其余导致3h及以上的停电的事件。

#### 16.6.2.2 报告流程

若发生停电事件，电力公司需要提供一份恢复技术报告给DOE。在停电过程中，DOE鼓励通过电子邮件临时通知然后再提供完整的报告。

OE－417包括报告需求和报告形式。这个样本形式可以在EIA网站上找到（http：//www.eia.gov/cneaf/electricity/page/form.html.）

### 16.6.3 NERC安全指导条例

NERC制定了综合性的指导条例来辅助变电站所有者或运行人员提高安全管理能力。这些指导条例和工业部门合作并且包含了许多之前讨论的细节。这些指导条例可以在http：//www.esisac.com/library－guidelines.htm. 上找到。包括以下领域：

1）物理安全；

2）薄弱点和威胁评估；

3）威胁响应；

4）应急计划；

5）连续性商业计划；

6）通信；

7）就业背景调查；

8）保护潜在敏感信息。

## 16.7 实施方案（方法）

根据已完成的薄弱点分析和风险评估，需要采取相应的措施解决问题。这部分将提出很多针对性的措施。这些方法都可以用来防止入侵者进入变电站或者在入侵

发生时发出提醒。所有方式只提供安全价值，但每个方法的应用都有成本/效益问题，应在比较后确定优先运用哪种方式。

许多方法目前都在使用，有一些还在研发阶段。其中的有些方法只是建议，想象和启发式的构思来鼓励读者产生新的想法。

安全需求在早期设计中就应该确定。早期设计中考虑安全措施的经济性要高于建造完后进行改造。安全防护的种类应考虑整个运行周期中可能遭受的入侵形式。

本节将安全防护方法在这里分为 4 类：物理、系统、合同、组织/管理。每一类代表一种不同的途径。这些方法可以单独使用，当然最好是将其合理搭配。

在使用这些方法时，使用者必须考虑这样使用是否合理，会不会适得其反？这些方法是否阻止了入侵者？是否减弱了可视度而使维修人员风险增加？例如，固体墙面可以阻止子弹袭击设备，但是外面巡逻的人根本看不见墙内的情况。在侦查装置没有工作的情况下入侵者可以在变电站自由漫步。有报道称维修人员在白天进入固体墙的变电站时受到进入变电站内部的入侵者的攻击。员工进入里面后锁门是一个解决方案，但是一些变电站所有者或运行人员禁止锁门，确保员工在里面发生紧急事故后员工有可以逃生的出口。

## 16.7.1　物理方法

### 16.7.1.1　栅栏和墙体

每个变电站都必须有栅栏围住变电站设置电力设备的区域，这是防止入侵的第一道防线。内部栅栏是为工作人员设置的另一道防线。栅栏也可以用来防止车辆进入。2 层及以上的栅栏也可以用作其他保护。

2012 年，National Electric Safety Code（NESC）的 IEEE/ANSI standard C2 已经提供了基本的栅栏要求。NESC 设定了栅栏高度和材料的最低要求，也规定了最小的安全净距。有许多 IEEE 标准和指南详细介绍了栅栏的不同应用，如并联和串联电容电抗器组。

栅栏可以采用多种材料建造。使用线状的栅栏可以阻止偶然入侵者进入变电站。通常情况下，栅栏由 3 股金属线组成并有倒刺用来提醒入侵者不要进入。这些带刺的线按照条例可以在变电站内部或外部安装。大部分变电站使用商业级镀锌材料，由 3.0mm（11gauge）或 3.8mm（9gauge）线组成。网孔大小最好为 50mm（2in），但不要大于 60mm（2.4in），以防止攀爬。另外，也可以采用具有较好可视性的玻璃丝和木质板条。

栅栏高度至少超过地面 2.1m（7ft）。有些地方会面临降雪的问题，就需要超过最大积雪厚度 2.1m（7ft）。在高风险的地区考虑用铁丝网。对车辆进入易发生的地方需要 19mm 或更大的钢丝绳来建造栅栏。内部的网状栅栏高度要接近水平地面之上 0.76m（30in）用来增加栅栏的强度。美国相关部门有许多额定设计标准，可以作为进一步的信息基础。请参考“specification for vehicle crash test of perimeter

barrierss and gates，SD－STD－02.01，Revision A”2003年3月。在机动车的重量和基础上提供了许多K级信息。

关于金属栅栏安全性的更多信息在11章。固体墙面既好建造又有金属的结构强度，是一种替代栅栏。固体墙有保护变电站和设备的优势，也可以防止外部恶意破坏如枪击。墙需要像前面所述提供防护作用并且墙面需不能攀爬。

**16.7.1.2 门和锁**

进入变电站通常要穿过多种材料所建造的门。门必须达到和墙相同的防护等级。可以考虑使用防撞门（见前面所述美国国务院说明），并且不允许有让儿童进入变电站的入口。

进入变电站的所有入口必须锁住，控制大楼的门必须使用金属制门。所有室外的电力设备必须有封锁的外壳和操作手柄。挂锁必须使用单独的钥匙。

强烈推荐安装钥匙管理程序来管理钥匙的借用和归还，这是为了确定每个持有钥匙的人对钥匙的使用和保管负责。

**16.7.1.3 绿化**

绿化可以在视觉上装点变电站和电力设备，因此会得到公众的接受和认可，这部分可能大部分用“不要这样做”来阐述的。任何围绕变电站的绿化都要仔细设计，不要留下隐藏区域，可能会吸引人群来此交谈。绿化必须定期维护。树木和灌木要定期修剪，以避免其为入侵和非法活动掩护。以“主人翁”的姿态示人，吸引人群到此观赏，可以避免很多入侵行为。任何树木都不应该种在易于借助其进入或攀爬进入变电站的位置。在决定树木的位置时应考虑到树木的最终生长尺寸。

以绿化带的形式种植树木，相当于实心墙壁或者篱笆，可以隔离裸导线和设备。尽管绿化带增加了占地面积，但能比建造墙壁或篱笆更便宜。而增加的面积可以为变电站提供一个明显的缓冲区域。绿化带也可以起到阻碍车辆进入变电站的效果。变电站的篱笆外面如果没有小块绿化带，车辆企图穿过变电站时会使变电站财产过于集中，因此需要放置绿化带以防车辆从中间穿过。可以在变电站周围设置一系列没有绿化的小沟让司机更加清晰地看到。但是这些小沟需要填平防止汽车卡在中间。

**16.7.1.4 障碍物**

如果违反了主要安全措施，就必须考虑接触带电体触电的情况，聚碳酸酯和另外一些在梯子上和设备脚上的障碍物可以提供额外的屏障。参考NESC和职业安全健康管理局（OSHA）的要求，这些障碍物对动物也有一定的威慑作用。

所有下水道和排水沟都在变电站的区域，并通向外面。这些下水道连接变电站内下水道处应用垂直格架或屏障隔开防止入侵者从下水道进入。人行通道应在变电站的防护范围内并上锁。

在进入变电站的主干道上设置车道障碍（门、护栏、沟等）能减少车辆进入变电站的可能性。另外，使用明显的、较柔软的障碍物或不可通过的沟渠使偏离车

道的车辆可以保持在安全区之内。

#### 16.7.1.5　接地和接地网

入侵者侵入变电站的原因之一就是偷盗金属，尤其是铜。建议降低铜的可获得性并减少使用铜包钢的导体用作变电站的接地系统材料。另外需考虑：

1）在安全等级下，连接接地网络和保护网络。

2）用导管或其他材料覆盖地面上裸露连接。

3）添加一种硬的地面增强材料的土壤用于回填接地网沟槽。这种材料需要增加接地网的导体直径增大从地面拉出导线的难度。

4）开始使用铜包钢导体时，在围栏上放置通知标志。

5）与当地警察和废品收购站结成伙伴关系，以找回被盗材料。

#### 16.7.1.6　灯光

变电站的内外部夜间照明，建议以最低亮度等级为 20lx（2fc）设计。当照明用来协助发现入侵者时，建议避免使用钠蒸气照明，或者照明和视频监控设备一起使用。钠蒸气照明灯产生黄色或橙色的光，这将干扰入侵者的身份、衣着和车辆的鉴别。

照明系统的电缆应该在导管内或隐藏起来，以降低被入侵者篡改的可能性。若围栏外区域，仍属于变电站的财产，也应该考虑安装照明设备，防止有人在变电站附近游荡。禁止使用社区级别的照明。灯具和镜头应该被抗损设备覆盖。

#### 16.7.1.7　控制室设计

通常情况下，大多数的建筑材料能够提供足够的安全保护。建筑的建造类型应该与安全等级相匹配，建造结构可以包括硬化的墙壁、装甲的建筑外墙和坚不可摧的天花板。附加功能是防盗门加装防盗铰链，屋顶安装加热/空调机组。无论如何开口（例如墙壁空调）应该有安全栏围绕该单元。建筑属于围栏的一部分，至少应该和围栏一样安全。

#### 16.7.1.8　保安巡逻

在关键变电站或者经常遭到破坏的区域，应该使用保安巡逻，可以和当地的执法机构合作，方便巡逻。应该建立特定的安保程序，由公司内部和当地执法机构确定安全警报以及响应通知程序。这些程序可以属于包括变电站地方当局的快速反应和业主/操作员警报，张贴安全告示，并在非常时期如劳资纠纷、重大活动或来访贵宾的情况下搜身检查。

#### 16.7.1.9　标识

应该在栅栏设立标志警告人们：

1）这里面有危险的电力设备。

2）禁止入内。

3）变电站有安全报警系统。

请参考 NESC，这有一些附加要求。

### 16.7.1.10　卫生区域和安全区域

可攀爬区域应该和栅栏区域保持足够距离，以降低其借力攀爬的可能性。如果可行，应考虑在外部栅栏外设有6m（2ft）~9m（30ft）的空白区域。这个区域可提供清晰的视野，更容易发现有人非法进入。

### 16.7.1.11　站点维护

站点应提供规律的日常检查，以确保最低等级的保护。保持变电站整洁有序可有助于阻止各种团体将其作为议会地点。任何缺陷都应该迅速报告。

### 16.7.1.12　入侵检测系统

市场上现在有许多系统可以检测不宜进入变电站的东西。包括视频、运动、声音以及区分其他东西的震动探测系统，比如根据动作速度、声音以及振动来判断是两足还是四足入侵。在使用任何系统前，业主/操作员应该明确其使用目的。例如，如果目的是停止正在进行的入侵，地方当局应该对检测到的入侵做出预期响应。若没有响应或者响应存在延迟，则这些系统的使用是无意义的。

复杂的运动检测系统，摄像监控设备以及建筑安全系统越来越普及。可以用软件与这些系统配合，过滤掉一些干扰。这些系统利用局部处理器进行检测，当检测到变化时将数据发动到运营中心。

使用光电检测、激光感应、光纤或微波等系统来保证变电站周边的安全。这些传感器一般安装在检测围栏上，当检测到围栏移动或者围栏因移动发出的特殊声音时，发出警报。当入侵者爬上围栏或撬围栏底部时，可以有效地检测到入侵。有些技术采用嵌入在围栏杆上的光纤电缆检测光点，接收光强，超过预设的阈值时拉响警报。在这两种情况下，系统都可以定位警报的地点。外部系统使用微波技术来设置围绕站点、进站入口和关键设备的体积（三围空间）。由于三维检测区域空间更大，破坏这种类型的检测系统比破坏围栏上的系统难得多。

视频系统可以用来监视变电站围栏，变电站区域和建筑周边。可以加入变焦镜头，以读取布置在变电站里的仪表。可以通过编程将镜头移动到特定的角度或者缩放，以提供清晰的表盘读数水平。可以移动镜头，以检查变电站中被怀疑的任何特定区域。视频系统可以利用微波或红外线激活慢扫录像机，因为快速扫动可能会触发远处的自动录像设备和远程监控设备而拉响警报。

现在楼门报警系统相当普遍。该系统至少包括门磁接触，并通过现存的电话网络或SCADA系统可以进行通信。此系统还包括一个本地的报警器或在报警状态被激活的频闪灯。该系统可以使用字母数字键盘或建筑内的读卡系统激活。如果发现入侵，所有的警报箱和电话线应该保持接通并报警。

### 16.7.1.13　视频运动检测系统

目前使用加装运动识别设备的CCTV侦测入侵者已经成为一个新的技术体系并且已经商业化。视频运动检测系统的概念是在30年前提出的，即视频中像素变化会引起报警。虽然这对侦测运动非常敏感，但难以用于外部环境，因为许多外部环

境变化不能代表入侵者侵入。例如，一片云遮住了日光使所有视野内部分变暗，这就会引起报警。

随着数字照相机的进步和计算机计算能力的日益强大，市场上的许多产品对外部环境的动态侦测都有较高的保证。这些特定的产品提供了许多功能可以让用户对他们重要的场所的安全性进行改善调整，相机视野中多点侦测。配套软件也使用多种确定的算法区别普通和威胁的活动。这些算法通过形状过滤确定运动源。另外过滤的还包括运动直接性、运动速度和物体内部运动连续性。该系统也可以根据运动侦测来源，同时运行照相机多种控制功能并且可以跟踪物体的移动路径。

#### 16.7.1.14　变电站服务

推荐两个或更多的变电站作为能量来源。第三个来源最好是本地燃料发电。

#### 16.7.1.15　个人通道

如16.7.1.2节讨论的，变电站钥匙是根据需要提供给个人的。对于重要的变电站，拿钥匙的人更少。可以考虑采用电子门禁系统，使用身份识别卡和触摸式密码设备。身份识别卡只能用于进出变电站，并且密码需要定期更换。如果需要高水平的安全保障可以使用生物识别技术例如指纹识别等，当然还有智能徽章（使用RFI设备），它可以定位个人在变电站站中的位置，也是一种较好的方式。

#### 16.7.1.16　线路图和说明书

变电站设备的相关信息在一个有知识基础的入侵者手中会对变电站造成更大的威胁，所以应该尽量避免信息泄露。在以下信息丢失后要做好最坏的打算：

1）变电站结构图；

2）单线或三线电路图；

3）继电器图；

4）继电器和SCADA手册；

5）电力设备手册；

6）任何包含密码的信息；

7）从现场设备很容易访问的信息。

#### 16.7.1.17　SACDA/通信设备

SCADA和通信系统至少要有两个电源。推荐在硬化地点分开安装这两个系统——由分开的入口访问控制。这个地点必须严防电子入侵。

#### 16.7.1.18　继电器和控制设备

选取合适的运行继电器和控制设备十分重要。没有授权的个人必须严格限制操作这些装置。下面是防止非法侵入继电器和控制设备的可行方法：

1）每条线路的主保护和后备保护不在相同或临近的控制面板上。

2）没有面板、保护设备和开关的说明。面板上所有设备都是匿名的。

3）没有可见的控制开关或者控制开关在一个坚固的小箱子中（巡查人员带着开关手柄）。

a. 两个开关手柄一个在面板上另一个主开关在远处，所以需要两个人操作一个开关，如断路器。

b. 使用像汽车轮胎上那样的防盗锁。采用和别的变电站相区别的特殊锁芯。

c. 对特殊的开关用插座的形式代替控制面板上突出的转轴，防止别人用钳子强制开动。让转轴成为开关手柄的一部分而不是开关的一部分。

4）每个控制面板使用防火面板再附上防弹玻璃，一旦破裂即拉响警报。

5）每个继电保护需要密码进入其面板并激活功能。需要两个密码：一个是运行系统每小时按要求产生的随机密码，另一个连接个人身份系统的密码。

6）继电器通信接口使用入侵侦测电缆。

7）激活变电站智能电力设备的加密软件。

8）使用拨号电话线从远端入口进入智能电力设备只能在中断 SCADA 和运行中心的连接后才能成功。这个通道只在很短的一段时间内使用。

### 16.7.2 系统措施

总有一些安全措施比较有效。但不管是单独运行还是配合运行，都不可能是100%有效。认识到这一点变电站的安全必须放在总的电力系统的安全背景下考虑。为了提供更好的安全保障，必须考虑以下几点：

1）如果关键设备或者变电站损毁或故障，潮流、稳定性以及可靠性会产生何种变化。关注升级或设计内置应急能力的设备的新变电站，减小失去关键设备带来的负面效应。

2）建立备用网络，可以让传输系统在系统中任何位置任意两条线路或变电站故障后仍可以保持稳定，即 N-2 准则。

3）为难以替代的设备提供备用。包括变压器、断路器，甚至变电站结构。

4）贮藏建设整个变电站必须的设备的部件。部件的贮藏可以在事故中实现更快的反应。

5）预留备用对于供电区域和与电力公司签订协议贮藏、使用设备十分重要。

6）设计中主院应包括宽大的内部道路使可移动变压器容易通行，移动变压器应有连接点，可减少对重要负荷恢复供电的时间。

7）使用地下馈线给重要负荷供电。

8）考虑在重要负荷周围建设分布式能源或重要变电站周围安装分布式能源，不需要达到 N-2 标准。

9）新型变电站内部使用气体绝缘设备并使用地下馈线。

10）大型电力变压器使用单相接线单元。发生事故时单相接线单元比三相接线单元更易替换。同时，也可以更容易在直属区和其他的电力公司共享。

11）替换线路设计考虑高水平的线路保护和比预案负荷充裕的容量。设备间留有安全净距，如果可以的话尽量避免并行故障。

### 16.7.3　合同法

如果前面讨论的侦测和威慑的方法并不成功，就需要替换修复已经损坏的设备。当然，可以通过购买保险来降低这些花费。但是为了加快工作进度，应考虑下述合同安排或计划：

1）和邻近电力公司签订协议使用同种型号设备，可以在事故时使用另一个公司的设备。

2）和承包商签订事故修理和故障替换的详细合同。

3）和制造商协商事故发生时运送不能从备用中直接获得的，主要的，长周期的特殊设备。这些设备包括：

a. 大容量变压器。

b. SVC 和 AC/DC 转换器相关的固态转换设备。

c. 重要设备的特殊冷却系统。

d. 电压等级高或故障时间长的断路器。

e. 修复时间超过限制的开关。

f. 修复时间超限制的钢结构体。

g. 母线、绝缘设备和连接器。

h. 控制电缆。

4）和当地法律执行机构，公共的或个人的签订协议，保证在事故发生时或者运行中心调用变电站时可以快速反应。进行员工培训保障其在变电站内部的安全性。

### 16.7.4　管理/组织的措施

变电站使用的保障安全的方法要随需求而变化。下面是关于如何确定需求的建议：

1）回顾历史事件确定如何升级和配置系统防止故意和相似的事件发生。

2）和其他的电力公司建立联系，发展和共享历史入侵和安全分析结果的信息。

3）结合安全顾问的意见来制定大致框架和风险评估。

下面是组织和程序化的方法限制访问敏感信息：

1）不要发表变电站采用的安保设备的安装和运行细节的设计指南和设计标准。

2）提高保护图样的安全等级并将这些图样放置在分开的安全文件目录中。

# 参考文献

1. U.S. Energy Information Agency. 2011. *Annual Energy Outlook 2011*, p. 73.
2. IEEE-USA, Position Paper on *Electric Power Reliability Organization*. November 13, 2002; www.ieee.usa.org
3. U.S. Energy Information Agency. 2011. Existing Capacity by Generation Source, 2009.
4. Gilbert, P., Testimony at joint hearing on implications of power blackouts on America's cyber networks and critical infrastructure. *108th Congress, 2nd Session*. Congress, National Academies of Engineering, 2003.; www.nae.edu
5. NERC Web site, introductory comments about NERC.
6. The Salt Lake Tribune, Friday, September 20, 2002.
7. NA, Field Manual Section 1: Principles Justifying the Arming and Organizing of a Militia, 1994, Wisconsin, The Free Militia, p. 78. *IA/NE Conference*, October 04, 2005, David Cid.
8. www.utmb.edu/is/security/glossary.htm
9. 71 ESISAC Risk-Assessment Methodologies for Use in the Electric Utility Industry.
10. Security Guidelines for the Electricity Sector DOC43.
11. Gent, M., Reflections on security. *IEEE Power and Energy Magazine*, 1(1), 46–52, 2003.
12. Gellings, C., Samotyj, M., Howe, B. The future's smart delivery system. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2(5), 41, 2004.

# 第 17 章　变电站控制及监测系统的网络安全


17.1　引言…………………………………… 335
17.2　定义与术语………………………… 358
17.3　变电站系统的安全威胁………… 340
系统安全误区·系统潜在的安全因素
17.4　变电站自动化系统的安全威胁　… 343
带有严格实时限制的慢速处理器
妨碍安全的传统实时操作系统
不安全的通信媒介·开放式协议·缺乏认证权限·组织问题·缺乏集中式系统管理·缺少终端设备数量·变电站诊断系统
17.5　加强变电站自动化系统安全的措施…………………………………… 345
保护变电站自动化系统不受网络攻击·检测网络入侵行为·响应网络入侵行为
17.6　制定安全项目…………………… 354
17.7　未来的措施……………………… 355
认证和加密·实时安全操作系统·网络安全认证和测试功能·试验台·事故报告·入侵预防/检测系统及防火墙·技术标准与导则
参考文献………………………………… 358



Daniel Thanos GE
Energy - Digital Energy


## 17.1　引言

网络安全的发展对变电站自动化 Substation Automation（SA）和基础设施的建设有着显著影响。对变电站设施具有重大影响的四个事件分别为：

北美电力可靠性委员会（North American Electric Reliability Corporation，NERC）关于基础设施部分的保护标准（Critical Infrastructure Protection，CIP）[1]；

美国能源局（U. S. Department of Energy，DoE）制定的智能电网项目、美国国

家标准与技术研究院（National Institute of standards Technology，NIST）关于智能电网的导则[2]；

可自动实施网络攻击的蠕虫病毒[3,4]等。

NERC CIP 标准要求的大容量电源（BPS）[5]，改变了变电站资产所有者对网络安全的观念。这对相关运行和技术产生了不同程度的影响。针对这个新的技术领域，利益相关者都试图克服安全问题。首先，在不违背 CIP 标准的前提下，每天征收一百万美元。美国能源局（DoE）的智能电网项目通过政府投资使电网现代化，并引进了大规模的控制系统、通信和信息技术、智能电表（需求响应）、配网自动化、大规模 DG 接入、大规模电动汽车，广域态势感知以及其他相关的应用等，大体上实现现代化。

这些与智能电网相关的技术，带来了以下三大基础性变化，即信息、控制、潮流都是双向流动的。这些新的 IT 技术大多应用于通用计算网络系统（比如，企业应用、网络管理、工作站等）及工业控制系统（ICS）中的自动化技术和支撑 IT 技术的元素（比如，为人机接口（HMI）设计的 PC 软件，SCADA、SA、组态工具等），以及连接 IT 和 OT 系统的通信技术。

这三大变化使过去电网的工程原则发生了本质性的改变，并且大规模系统中出现了从未有过的网络安全问题。就此问题，NERC 的智能电网工作组（SGTF）发布了关于智能电网可能对传统 BPS 产生影响的报告[6]。政府意识到网络互联和配电自动化系统会给智能电网带来影响，U. S. DoE 开始提出建设相关安全系统的导则，即 NISTIR 7628[2]，该导则的前三卷和引言部分是免费的。包含以下内容：

1）安全项目的高要求（第 1 卷）；

2）用户个人问题（第 2 卷）；

3）关于智能电网网络安全的自上而下的技术分析（第 3 卷）。

后者给出了有关网络安全设计的内容，以及智能电网中对 OT 系统的分析。在第 3 卷中，有一部分内容是关于未来 R&D 安全的。随着新的自动化技术出现，人们充分地意识到智能电网的复杂性。

从技术角度来看，由于 ICS 技术特殊的技术特征，蠕虫病毒可用其进行网络攻击（并不需要有某种特权的内部人参与）。它有着以往仅存在于科幻小说中的复杂且先进的恶意软件和病毒技术，以及系统渗透、社会工程、ICS 扫描与开发等功能。蠕虫病毒有先进的网络武器（恶意的电脑软件/硬件能够破坏物理设备）。在很多国家工程中，蠕虫病毒广泛用于军事和情报组织机构。蠕虫病毒的使用并不是国家秘密，只是用于军事领域。该病毒的相关技术已经在网上公开，可供个人及组织下载并加以分析[7]。攻击者可能会对蠕虫病毒进行创新，然后再利用它进行攻击。面对如此发人深省的现实，必须认识到 SA 系统中的网络安全问题。蠕虫病毒特别复杂，并且是有可提高攻击能力的特殊程序和自适应算法，能够通过自身升级来应对所面临的威胁。这在以前是从未出现过的。在接下来的章节中，将讨论这些

内容。

为了保证网络的安全，要求所有关于网络安全的标准、导则都要进行更新，这就使相应的产品和服务量随之上升，从而企业和供应商变得规范，也更安全。然而，在关键的网络安全设施上，看似安全的网络也并不一定安全，IT 系统并不一定能给 OT 系统提供可靠保证。另外，电力自动化系统的可靠性风险也可能会增加，保障安全的相关技术并不能满足 OT 系统的要求。这和网络安全最基本的目标背道而驰。为确保网络安全的可靠性不至于很差，需要尽最大努力去加强网络安全。至于公共系统的安全问题，在认证失败后，可能会在一个特定的时间内禁止后续访问，直到某些程序执行后才能恢复。就像一个控制中的激发因子是为了避免攻击者采用字典式攻击（比如，使用某个程序自动获取字母数字组成的密码）。在很多传统的 IT 系统中，可以通过声控来实现认证。如果用某些特定的敏感信息或数据来保护系统，安全性会更高。对于企业来说一个没有被发现的漏洞就是一个灾难，因此需要降低管理风险。换句话说，所有的东西都应平等，与其失去机密信息，不如失去可获得的信息。对于自动化系统可能会使用到的断路器来说（用来保护系统内的设备），如果没有对断路器进行详细的系统分析，要达到更高的保护水平，就需要创造禁止攻击者访问的条件。攻击者可能会故意锁定这些自动化系统，有意触发认证失败，然后通过另一个控制/通信渠道实施攻击，破坏电力系统的设备。如果 SA 系统通过测量系统提供对电力系统的可视化，那么攻击者使用特殊的方法进入系统，就需要使系统的监控设备变为“盲区”，破坏设备检测和响应的能力，才可造成更大范围的攻击。OT 系统设计比较差，防护级别不够，若攻击者能力升级，而运行人员又对安全不敏感的话，将会造成严重后果。要降低 SA 系统的安全风险，就需要 IT 安全控制与 OT 系统相协调。在任何自动化系统的安全模型中，达不到特定的条件，就无法实现目标。需注意的是，电网以及相应的自动化系统应能够在发生故障时，依然保持运行，可通过将负荷转移到其他系统中，或与其他系统解列等措施保证负荷、发电机和电网保持稳定可靠运行，直到故障消除，系统恢复为止。所有的网络安全措施，都应与之相适应，来降低系统风险。

在本节中，对应用于变电站中的网络安全技术做了一些介绍，提出了一些必须要应对的挑战，并找到正确的解决方法。接下来将讨论的内容，部分基于现有的标准、导则，以及章节中参考的一些文献。本节不应当作符合 NERC CIPD 的导则[1]，或颠覆原有关于网络安全的知识体系，或 NISTIR 7268 的计划[2]。本节仅对 SA/ICS 安全领域做一些基本的介绍，为读者日后解决更深的技术问题、研究问题，以及深造打下基础。如果读者要进一步了解关于 ICS 网络安全问题的解释，可参阅本章第一版的合著者的专著[8]。本节最后给出了一些例子，详细介绍了一些网络安全方面以及在 SA/ICS 工程中如何降低系统风险的经验，这也是第一次应用在现有的工业体系中的一些方法。如果有比较权威的导则，我们可以让读者了解真正 SA/ICS 领域中的网络安全，这些专业人士通常都在企业、供应商和咨询机构等，他们都与 SA 系统相关。表 17.1 中总结了传统的网络威胁和现代的网络安全

威胁之间的差别（传统的威胁已经定型了，但新的威胁需要加以关注，也不能替代传统威胁）。

**表 17.1　公共变电站设备的传统威胁和现代威胁的差别**

| 传统威胁 | 现代威胁 |
|---|---|
| 检查物理设备是否故障 | 关键是计算机控制系统，很可能会出现故障 |
| 威胁是在本地 | 可能在本地，也可能在远方 |
| 威胁是来自个体的 | 威胁可能来自个体或者竞争对手或更高级的系统 |
| 攻击发生在单个地方 | 攻击在多个地方 |
| 成功的攻击会导致实时且明显的损失 | 成功的攻击检测不到，且会使软件改变，影响日后的正常运行 |
| 导致明显损失 | 破坏软件系统 |
| 仅破坏某个片段 | 破坏整个软件系统 |
| 攻击后可被修复 | 由于攻击者依然可以侵入系统，给修复工作带来影响 |

## 17.2　定义与术语

| | |
|---|---|
| AAA | 认证、授权、记录是认证服务器的任务。服务器存储了用户或组员的信息，指定他们访问程序、装置或系统的权限，这是认证的组成部分。AAA 服务器可使用户激活账户，或在用户服务器中（RADIUS）以远端认证拨号方式登录[9]，这是记录的组成部分。AAA 服务器的另一个功能就是让不太重要的用户可以通过该协议（LDAP）[10] |
| BPS | 大规模的电力系统意味着电气设备和控制系统对保证互联电力传输网络正常运行起到很大作用（或其中一部分）。电能从发电设备发出，也要保持传输系统的稳定运行。此术语不包括当地的配电设施[5] |
| CIGRE | CIGRE 是国际大电网会议。CIGRE 是法国永久性的非政府、非盈利机构的国际组织。会议主要讨论高压电气设备的设计、维护和建设问题，也讨论电网的规划及运行 |
| 网络安全 | 由电脑或电脑终端带来的安全威胁。由于恶意滥用电脑控制的设备或设备发生故障等原因造成的损失，也需要对这些物理设备进行保护 |
| 密码错误 | 用户必须输入密码才可以获得进入一个文件、应用程序或者系统的权限。不是程序或系统开发者所设定的密码都视为错误密码 |
| DNP3 | 配电网络通信协议，非专有的通信协议，表示从一台电脑获取数据信息或者控制命令到另一台电脑，并采用最优化设计 |
| 防火墙 | 这是保护网络的安全警察，防止数据拥堵事故。它可能会简单地过滤掉未经认证的数据包或其他服务类型，或者采用更复杂的信息来检查通信是否合法，正如状态防火墙那样进行状态包检测（SPI）。防火墙也可用来做两个网络间的延时器，而不直接和外部组织相连接。简单的防火墙一般集成到路由器或 VPN 设备中，能够提供像 SPI 那样的点/服务器的控制。防火墙或其他一些相似的过滤技术也可以应用在其他的终端设备，如运行在很多通用操作系统（OS）平台的 PC 上或新型的嵌入式自动化系统（SA）中。防火墙最基本的应用是提供2 层或3 层的网络数据过滤包（比如，IP 和 TCP/UDP）。防火墙是防护外部威胁的第一道防线，广泛用于形成外部层，也就是大家熟知的电子安全防线（ESP），在 NERC CPI 标准中也有定义[1]。进一步的保护由入侵检测/防御系统提供（详见如下） |

（续）

| | |
|---|---|
| IDS | 入侵检测系统是当发现在通信线或终端设备上有异常活动或不合法行为时（比如，PC 主机上的文件入侵）及时响应的软件或者硬件，其目的是检测并报告通过通信流进入系统的未经认证的行为和异常的行为。基于网络的 IDS 就是网络入侵检测系统（NIDS）。基于 IDS 的终端设备就是基于主机的入侵检测系统（HIDS）。该系统通过控制网络包中特定的数据或终端设备上其他的信息源，进行辨识、追踪、分类（按照攻击类型），从而及时响应检测到的潜在的威胁，避免造成大范围的影响。现代的 NIDS 主要通过深层次的数据包检测（DPI）完成检测功能。基于数据包的检测和触发报警（可以形成 1－7 层，或者简单地检查应用层到网络连接层的入侵行为）。NIDS 也可设定为用来管理网络拥堵的工具 |
| IEC | 国际电工委员会，是一个国际组织，主要为电力、电子以及其他相关的技术出版相应的标准 |
| IED | 智能电子设备是具有接收或发送数据、控制外部源能力的一个或多个处理器（比如，电子多功能表计、数字延时器及控制器）[11] |
| IPS | 入侵防御系统和入侵检测系统相类似，而且还具有自动检测入侵行为的能力。IPS 可动态地编写防火墙规则，锁定发生攻击行为的源地址，自动实现保护的功能，或进行动态网络通信，检测通信网络或其他终端设备上的威胁。IPS 可通过反恶意软件技术与 HIDS 结合，避免发生文件入侵。现代大多数的 IDSs，是具有自动保护功能及负责安全管理的软件或硬件，其实就是真正的 IPSs，（详见如下）。如上所述，IPS 和 IDS 在某些场合可以互换。我们常常以缩写的 HIDS 表示终端设备或基于主机的设备 |
| NAC | 网络访问控制是在允许接入网络之前，用于网络设施或终端设备的软件上保护网络安全的技术或某种方法。比如通过运行扫描，确保设备是最新的。杀毒或反恶意软件要及时更新，安装更新或其他关键部分。NAC 是保护所有连接到网络的终端设备降低入侵风险的技术 |
| NIST | 国家技术标准组织 |
| 接口 | 是电脑或联网设备的通信路径，比如服务器。计算机接口常和特定的应用程序相连接。比较有名的程序有一系列的接口成员。比如，80 口通常用于 HTTP |
| 通信协议 | 两个通信终端之间进行信息交换要遵循的一套格式。维持通信正常进行，需要经过严格的程序 |
| 远程访问 | 为终端设备没有直接和控制系统或 IED 连接的用户提供进入系统或 IED 的权限。可使用包括远程登录，SSH，诸如 PC、DameWare 远程控制软件及 VNC 等远程桌面软件。远程通信机制包括，拨号模式、讯框传送、ISDN、因特网（TCP/IP），以及无线网技术等 |
| RTU | 远程终端单元是对整个装置、功能模块的补充，具有远程监控功能。其中的设备包括通信信道接口，但不包括连接通道[13] |
| 安全 | 保护电脑的软件或硬件不发生事故，或恶意进入、使用、修饰、破坏、关闭系统[14] |

（续）

| | |
|---|---|
| SEM | 安全事件管理是一些软件或基于硬件的应用程序，可通过进一步的分析（通过入侵检测规则或关联性分析）响应事故。这些系统可对成百上千的设备实时监测，一旦发生异常行为可及时响应。但数据存储功能还不完善。SEM 系统对保障系统安全很有用。SEM 能满足系统安全需求，但 IPS 系统网络也不能提供所有的网络信息。这是因为对网络中的单个点来说，看起来是良性/经认证过的访问模型，如果相同的模型在网络中的多个点同时发生，则可能是大范围攻击。对终端设备记录下的事件来说也是如此。例如检测一个账户，通过对登录途径的分析，同时登录几百个设备。安全分析，常常会设定一些规则，设定门槛，检测行为，并在异常时提出警告，预防可能发生的攻击。目前工业中已经呼吁使用 SEM 及安全事件信息管理（SEIM）和 SEM 在一定程度上也可以互换。在本节中，我们将介绍 SEM |

## 17.3 变电站系统的安全威胁

### 17.3.1 系统安全误区

和传统的商业 IT 系统相比，变电站自动化系统和与之相联系的 SCADA 系统、IED，存在本质的区别。因此，IT 安全系统在变电站中也不是十分适用，正如在 17.1 节中讨论，当考虑安全控制时，可能会降低系统的可靠性。在 SA 和传统的 IT 领域内，存在关于安全技术的错觉。接下来我们将讨论这些问题。

可通过防火墙实行电子安全管理，来保护变电站自动化系统的安全。传统的 SPI 防火墙是提供基本的网络隔离以及对外部威胁源控制的工具（早期的防火墙技术对现代的攻击行为是无效的）。配置合适的防火墙，可加强 SA 系统的可靠性，确保系统不会被恶意入侵。针对有智慧的攻击者，可以使用更先进的 IDS/IPS 技术来配置 SA，使系统更加安全。

虚拟专用网络（VPN）连接以及其他的网络连接形式可提供更高的安全性。VPN 的类型很多，但它们并不是同样的安全。可以说，VPN 在工业中已经被滥用了，可以通过加密来保证网络安全（可看 NISTIR 7628[2] 中加密及关键管理系统需求部分），VPN 可以说是提供了一个不同的、不经过加密的远端系统，来分享当地的网络。IP 安全（IPSec）[15] 和传输层的安全（TLS）[16]，是通过加密保证 VPN 安全很好的例子。但是加密的渠道也不能保证一定安全。如果处理不好，也会引起攻击。比如，通过 IPS/IDS 的加密渠道，DPI 可能检测不到或分析不出非法行为。因此，在进入 IDS/IPS 过滤器之前，必须结束 VPN 连接，先进入 EPS 的外部层。VPNs 共同的安全问题就是在终端设备上可能会引来威胁。典型的例子就是当终端用户在联网的电脑上操作 VPN 时，可能会被病毒感染，破坏 SA 系统的安全。就像血液被感染一样，病毒迅速传播，使设备处于待修复状态。最后，为了防范入侵很多问题需使用 VPN 和其他加密技术评估，所以可能不符合很多 SA 系统对实时性的

要求。但这不影响它的使用，只有在严格的工程中才需要加以评估，保证系统在恶劣条件下的安全。通过牺牲可靠性，也可减轻网络风险，但是从系统可靠性角度来看，不可接受。

入侵防御系统（IPSs）可以辨识所有 ICS/SA 系统的攻击，并防止它们进入控制装置。因此，IPSs 完全可以解决系统安全问题。目前，IPS（以及 IDS）技术已经在 SA 系统中得到应用，但是它们不能提供解决所有安全威胁的通用方法。IPS（以及 IDS）最初的目的是针对基于 IT 技术的安全威胁。因此，它们在该领域中的表现受很多因素的影响（包括实施的技巧），并且可能引起错误警告而被删除，从而影响系统的可靠性，这对于运行人员来说是不可接受的。

IPSs 是专用的，并且不允许命令或数据双向流动，并不像因特网那样的公用网络，故其网络是安全的。现代大多数的网络都是基于 IP 协议或者在某个点上使用 IP 协议。因此，该网络从本质上就可与外部网络双向通信。接入了 DA 或者 DG 的智能电网，以及广域保护与控制（WAMPAC）等，都要求在设计时，做到数据或控制命令的双向流动。但这可能会引入广域网（WLN），也可能会引入公共网络病毒。然而，与专用网络相连接的电子设备，可能会充当与外界不可靠网络连接的桥梁，这就带来了系统的不安全因素。现实中的一个例子，就是在工作中使用智能手机，这些设备大多是通过 3G 或 4G 网络连接到因特网。使用智能手机的人，通过 USB 接口或者无线网 WiFi 与其他手机共享网络，后者也可以继续共享给其他设备，但是可以用技术网络和终端安全控制来排除这种威胁。专用网络目前只局限于理论层面，实际中并没有使用。幸运的是，像 NAC 和控制终端设备，以及网络端口的访问控制（PNAC）（IEEE 802.1 标准）都可以从技术层面加强网络安全。如果所有的设备（尤其是一些高风险的设备）都正确配置，能满足网络安全要求的话，常规的网络可以分时段认证。

ICS/SA 装置是模糊的，并且与系统紧密联系，因此黑客很难攻击它。而过去的 IEDs、RTUs、PLCs 以及其他的控制装置，即使非常难懂，也会被突破。正如之前所说的，蠕虫病毒可使整条线发生故障。并且大多数情况下，会使设备发生物理或逻辑上的故障。通常采用一个简单的 EEPROM 来检查软件和硬件。采用十六进制或更高级的工程工具，通常处于比其他平台更高的水平，可将系统内部可视化。现场设备依然是使用带有大量易受攻击的应用程序来控制，使得突破并攻击 ICS/SA 装置比其他熟知的 IT 系统更简单。在软件升级的过程中，基于认证的加密需要使用 AAA 服务器进行访问和配置。随着变电站自动化的控制程度以及点对点通信的自动化程度的提高，将会在其中嵌入如 IPS 和 VPN 这样的功能。

现在的 SA 系统采用了最新的技术，受攻击的可能性很小。但并不是绝对的安全，只要花足够的时间和金钱，任何系统都可能会被攻破。这并不仅仅是技术层面安全威胁，运行人员的素质、相关的技术培训等都会有影响。这一点对 SA 系统尤其如此。很多产业有安全“存架软件”，即方案有了，从来没有实施过，没有经过

实践的检验。所以并不知道方案是否充分。安全最好的保证就是智能和灵活应变，能积极响应和处理安全事故，这需要一支高素质、懂得网络安全技能的队伍。需要从组织中的 CEO 到每一个员工都应该承担起相应的责任。更重要的是，要让一线运行人员和工程师们联合起来，研究怎样更好地操作和管理安全系统。这需要持续的模拟训练，学习在实际情况下，如何应对网络攻击。可以通过采用分队的形式来加以训练，红队扮演攻击者，蓝队充当防御者。当然，我们并不建议在实际的系统当中使用，可以在实验室的环境下进行测试。

### 17.3.2 系统潜在的安全因素

公众可能并不了解这些系统，包括其中的软件、硬件和变电站通信协议，但对业内人士以及使用者来说是很熟悉的。一般来说，这些软件、硬件和通信协议的提供者，和用户个人处在同等信任的水平上，即大家都是知情人，但内幕人知道的更多。使用者知道如何进入系统获取信息或造成破坏，并且知道认证密码。对相关竞争者来说获取数据是很有价值的（比如工业厂房的负荷大小），所以必须要保护好系统不被受经济利益驱使的人破坏。过去，一些企业通过贿赂内部人员，获取敏感的数据。

第二个潜在的威胁来自变电站设备提供者的员工。这些员工同样具有进入系统并破坏变电站设备的能力。他们可以通过控制变电站的设备达到某种目的（见第 7 章）。变电站设备的制造者有能力通过电话或者因特网，在变电站设备和调制解调器之间建立一个连接，并利用这个连接造成破坏或者获取信息。并且，如果这是个公开的连接，还可能会被黑客利用从而进入到该系统。此类事件在其他行业中时常发生。

另外一个进入到变电站系统的渠道就是通过通信路径。保证通信路径的安全可参考第 17.5 节。

第三个威胁就是来自大众。攻击者可能是黑客，仅仅是想显示一下自己的能力，或者是受到一些利益驱使来进行攻击，不可低估这些外部人员造成的破坏。

第四个威胁就是一些犯罪人员，为了金钱，或者获取一些用户数据而进行破坏。

第五个威胁就是来自恐怖主义，或者国外的攻击。此类攻击的后果很严重。变电站中配置的基于电脑的系统，是在全世界范围内发售的，出口限制极小，售方并可向购买者提供运行操作方面的训练。这种攻击，通过网络、物理设备、生物等手段进行攻击，旨在破坏系统响应能力，使之瘫痪。

然而，最有可能出现的威胁就是无意识的威胁。有些不正常的测试或程序，会对测试系统或控制系统造成影响，从而被检测出来。这种环境下，即使是使用笔记本电脑或 TCP/IP 通信，如果不保持谨慎，也并不意味着传统的 IT 测试可以起作用。

## 17.4　变电站自动化系统的安全威胁

传统的商业 IT 系统会受到很多种不同的网络攻击[17]，这包括造成应用软件或操作系统的程序错误，窃取用户密码，或打开一个缺口从而实施攻击。另外，变电站中的这些网络和检测系统，也有特殊的网络价值。

本节将会阐述变电站系统中的控制系统和诊断系统的特点。17.5 节中主要讲述了用户如何减少网络安全威胁，以及使用传统保护措施的变电站系统的一些特点。

### 17.4.1　带有严格实时限制的慢速处理器

在不安全的传输渠道中，可通过在通信中增加加密和认证环节加强安全（可参见 17.5.1.2.2.2 节）。这两种方式都可以保护数据的传输。一般来说，加密对大多数 IED 和现有的 SA 系统来说，资源太过于密集（需要形成大的市场）。很多变电站的通信渠道可能没有足够的带宽来传输大的数据。而且现有的技术可能会降低处理速度，限制实时功能的发挥。RTU 和 IED 可以使用更简单的微处理器技术。但是这些 RTU 和 IED 通过加密来保护数据的安全效果并不理想，因为这些微处理器没有足够强的处理能力来承担额外的计算任务。组建了 IEEE C4（IEEE－1689 是 IED 和 SCADA 系统网络安全的保障）工作组，来解决 IED 的网络安全问题。该工作组提出的标准指出了之前认为不可能存在的系统漏洞。当然，也不能满足 NISTIR 7268 的要求[2]。密码员需要进行更多的分析，确定在这种标准下的安全水平，以解决网络带宽约束等问题。

### 17.4.2　妨碍安全的传统实时操作系统

另一个安全风险就是实时操作系统本身的设计，嵌入了很多残留的 IED。现阶段系统的设计者并不是站在满足现代安全需求的角度上考虑，这样可能会失去市场。一般来说软件系统的设计者都尽量减少电脑资源的占用量，但仍需对事件及时做出响应。这样的系统以控制系统的正常运行为首要任务，通信为次要任务，但这无法保证加密/认证通信、控制及其他设备的安全。

### 17.4.3　不安全的通信媒介

变电站中的 IED 和外界进行数据信息的交换，通常要通过媒介进行。IED 可以接受任何知道它电话号码的人打来的电话。很多 IED 都是有 IP 地址的。也就是说，可以通过联网设置 IED（如果有网络的话，可直接或间接与因特网相连）。

变电站中的数据发送拥堵，很多时候是由于无线网产生的（见 15 章）。入侵者可以破坏信息交换，并且植入他们自己的代码，同时还可以将对原有的控制系统所造成的影响降到最小（很多看似合法的攻击行为就是这样）。另一种数据拥堵发

生在使用租用的网络时，这种情况下，变电站系统的安全比提供网络的公司中心的系统安全更差。

变电站中的电子设备大多配备有远程桌面应用程序（如微软终端服务器/客户端、X－终端、PC、以及Exceed等），这些都是为用户实现远程控制而设计的。这些远程控制程序有很多漏洞。

### 17.4.4 开放式协议

变电站中使用通信协议非常常见，其中IED和DNP3最常用，也最为人们所熟知。这些协议应用范围很广，常作为变电站和用户控制中心之间的通信。在过去，协议是特定的。而现在，大多数使用IEC 60870－5（欧洲地区）和DNP3（北美地区）。IEC 60870－6 TASE.2，也叫“ICCP”，这些协议大众都可以获得。协议中并不具备用于保护数据传输安全的特征。然而，IEC TC57第15工作组和DNP用户组[18]，已经开始各自解决ICCP和DNP3的安全问题。更新的通信协议——IEC 61850开始积极投入运用中，修补了一些漏洞，并通过加密和认证，解决网络安全问题。在IEC 62351中可以找到IEC 61850、IEC 61870－5、IEC 60870－6等最初试图解决网络安全问题的尝试。尽管仍然存在很多漏洞，该标准依然广为人知，当然其中也存在必须要解决的问题。

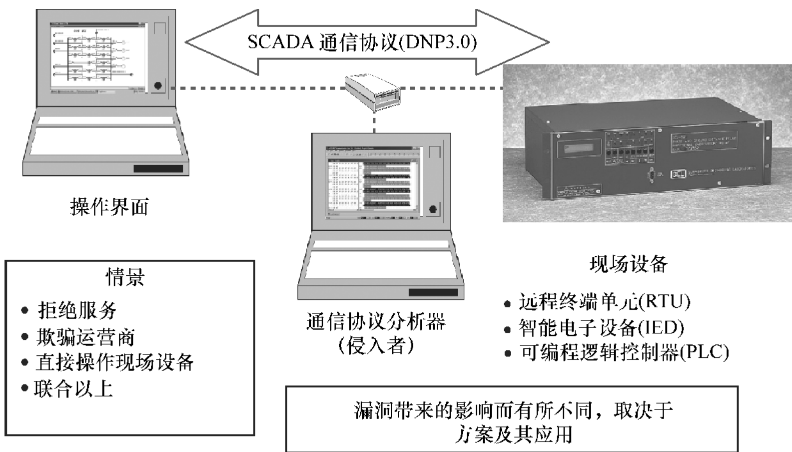



图17.1 漏洞演示的工作台（来源于国家西北和平实验室，在第二次KEMA会议上展示，国家试验台工作站的当前状态，Denver，CO，2003年4－9月，未出版）

此外，被称为“RTU测试设备”的装置已经在商业中投入使用。RTU测试装置为手提装置，有能进行通信的RTU和IED接口。该装置有能从RTU或IED接口发送数据的用户端口，允许用户向变电站设备发送命令。图17.1展示了入侵者可以进入系统的通信通道，使用测试装置操作变电站内的设备。依赖于SCADA系统的通信协议，入侵者可以不使用SCADA系统来操纵变电站中的设备。

### 17.4.5　缺乏认证权限

现有的很多通信协议都不能为系统提供一个安全的方式交换数据。如果入侵者获得了进入受控设备通信线的权限，就可对其进行控制，好像他们才是合法的用户。入侵者可模仿数据源，替换无效的数据，也会引起系统的可靠度降低，导致数据容易被获取。大多数情况下，接受数据的程序对这种入侵毫无防范作用。

### 17.4.6　组织问题

企业通常很乐意接受 IT 员工对他们的运行系统的建议。IT 公司的员工是最了解电脑系统的网络威胁漏洞的，也很了解如何保护系统的措施，变电站系统的员工中是比较缺乏此类知识的。

通常，变电站设备的维护是由不同的技术配合完成的：比如，继电器 IED 的延时技术、变压器监测 IED 技术、RTU 通信技术等。通常并没有单一的个体拥有保护各种系统网络安全的能力。照此类推，很多机构都不能提供足够的安全保障，尤其是在一些小型机构。

### 17.4.7　缺乏集中式系统管理

IT 系统中有一个中心管理者，可以检测系统是否受到了攻击，而变电站自动化系统是自己的系统管理者，这使得没有某种权限的人员具有了这样权限，从而进入到该系统中。另外，系统管理的功能是允许具备“根源访问权限”的人进行访问。具备这种权限的人可以进行全部的操作，包括修改密码、修改登录 ID、配置系统、增加或检测软件等。这些会造成比较大的网络安全漏洞。

### 17.4.8　缺少终端设备数量

每一个变电站自动化系统都装有很多个 IED 设备，即智能电子装置。对这些 IED 进行维护、更换，重新编写程序等需要很大的成本。

### 17.4.9　变电站诊断系统

RTU 和 IED 的提供者也开始改进它们的不足之处。比如在变压器和电容器组中，变电站诊断系统，从远方收集数据，并导入到变电站自动化系统的数据网络当中。然而，很多变电站诊断系统供应商并没有解决网络安全方面的缺陷，这些漏洞就成了进入 SCADA 系统的“后门”。

## 17.5　加强变电站自动化系统安全的措施

加强变电站自动化系统的控制和诊断系统安全的原则就是：（1）阻止网络攻

击；（2）检测是否被入侵；（3）被检测到之后，积极响应并快速修复；（4）基于以上经验，加强预防措施。

## 17.5.1 保护变电站自动化系统不受网络攻击

基于计算机系统的变电站，防范网络攻击可以从用户端考虑和从外部系统考虑。以下章节将进行详细讨论。

### 17.5.1.1 来自外部网络的网络攻击

变电站控制系统和用户的广域网是连在一起的，这些系统存在来自商业IT系统的潜在威胁。因此，保护变电站设施的第一步就是要尽可能保证公司网络安全，并能与SA系统网络隔离。使用防火墙和IPS系统进行过滤通过公司网络进入SA系统网络的流量。比较重要的措施如下：

1）实施基于AAA服务器，支持基于角色的登陆控制（RBAC），以及加密和认证。

2）阻止没有密码的用户。

3）保证所有的用户都有可靠的密码保护。

4）修复漏洞。

5）从软件提供商安装安全路径。

6）清除所有脚本。

7）以合适的规则采用防火墙。

8）采用NAC和终端安全管理措施，确保未经认证和不安全的PC主机不能与网络相连。

9）使用IPS，对攻击进行自动保护。

10）在单个集中的系统中采用SEM及IPS，检测所有可疑的行为。

11）采用最新的网络预防技术措施，确保各项技术及政策落实到位。

12）检查漏洞（使用很多工具），确保IT设备没有漏洞。

13）使用一些有经验、经过训练的人员进行常规的安全测试，确保安全系统使用最新的网络防御技术。

14）对IT和SA系统进行常规的事故响应（IR）测试，模拟受攻击情况下，能否发出警告，并隔离攻击，修复系统，收集数据（当前只使用ICS/SA系统，限制了其应用）。

关于这些措施的技术细节，将会在接下来的章节中详细阐述。即使采用了这些加强网络安全的技术措施，网络入侵事件依然时常发生。因此，需要进一步采取保护措施。

这些措施可保护变电站，免受不具有权限的攻击者的恶意破坏。

#### 17.5.1.1.1 密码措施

1）最简单，同时也是最重要的措施，就是设置密码，阻止所有没有密码的人

登录系统，所有的账户都要设置密码（这可能无法实现，设备供应商可能植入错误的密码或系统可能不接受密码）。

2）使用比较复杂的密码，这样就不会轻易地被破解。然而，越复杂的密码，也越难记住，所以要确保密码不会被忘记。可把密码放在被保护系统的终端。用户要使难记的密码变得不难记。可以使用词组，而不是单个词，也可使用特殊的字母。为了达到抵御攻击的目的，密码长度至少要有 10 个字符，包括高级的和很少使用的字母，数字和特殊的字符（$，＊，! 等），这样密码的安全性较高。任何长度少于 10 个字符的密码，都可通过图像处理单元（GPUs）破解。

3）一旦有人离职，或发生工作变动，必须立即更改密码。在理想情况下，可以使用 RBAC 和 AAA（见 17.5.1.1.2 和 17.5.1.1.3），只要注销账号，原来的密码即可不用。

#### 17.5.1.1.2　RBAC

不同的用户可以有不同的特权。比如，有些用户可以允许查看变电站的历史数据，有些用户可以查看实时的数据。可以给予运行人员一定的控制特权。

#### 17.5.1.1.3　AAA 服务器

用户账号和角色的集中验证、授权和计费，对用户进行控制和管理来说很重要。如果用户的角色改变了，那么进入到变电站自动化系统的途径也要改变或者撤销。同样地，进入到某一个账号的特权也要随之调整。这一点，在处理解雇员工的问题上显得尤其重要，若检测到不合适的账户模型（通过 SEM）需要立即将其锁住。事实上，SA 系统中的每个设备的验证和授权都是独一无二，进行监控或者给 SA 系统造成很大的破坏是不可能的。为了保证可靠性，很多设备都配置了 AAA 服务器。也可在变电站内的局域网中配置本地同步服务器，防止大范围通信时信息的丢失（从控制中心 AAA 服务器复制来的凭据数据库）。

#### 17.5.1.1.4　多渠道认证

进入变电站系统要通过严格的认证环节。比如，可能会要求用户提供智能认证卡片，或者其他形式的认证。后者必须要采取严格的措施，通过加密技术保护生物特征数据。但是即使个体提供不了特定的生物特征，系统也可能会被攻击者欺骗。购买硬件来加强保护措施的成本不高，但管理维护成本比较高。对于安全的问题，企业必须认真权衡采取这些措施所花费的成本和设备受保护及减少损失的风险所带来的价值。

### 17.5.1.2　来自外部网络的入侵

外部人员可能会通过没有受保护的通信渠道，直接侵入到变电站系统内。这种类型的入侵者进入到变电站的途径主要有两种，即通过 SCADA 系统或其他的 WAN 通信线窃取或通过 IED 的拨号线入侵。

#### 17.5.1.2.1　SCADA 通信线

传统意义上，SCADA 系统通信线是用户的控制中心和变电站中的 RTU 之间的

通信连接线。采用现代的网络技术可以直接与不同的 IED 进行通信。但还是要讨论应用现代通信线和传统通信线的区别。SCADA 系统搭载变电站中的实时数据信息，传输到用户控制中心，控制中心再将信息发送到变电站（对于变电站自动化系统，数据集中器/网关或 SA 主机处理器，在向控制中心发送变电站数据以及响应调度命令时，充当 RTU 的角色）。

控制中心和变电站 RTU 的连接媒介有很多，例如电力线路、租用的线路、微波以及卫星等。这方面的内容在第 15 章中进行了详细阐述。监控中心与变电站之间采用不同的媒介沿着传输路径中不同的片段进行通信。

CI 工作组[20]指出，有很多种的通信路径，可以进入到变电站中的设备。物理媒介可以是点对点（电话线）、微波或者更高带宽的传输工具（T1、SONET [同步光纤网]、以太网）。

1）普通老式电话服务（PTOS），通过电话线进行拨号来通信是应用最广泛的方式。使用调制解调器与 IED 接口进行通信，线路开关允许线路切换电话线，可用于延时、测量和通话等。

2）租用的线路通常用来与 SCADA 连接，此类线路一般都是一个星期 7 天、一天 24h 都被占用的。可以用来获取临时的数据并且具有对变电站设备的控制能力。

3）无线通信很适合在变电站使用。在变电站中，使用 IEEE－802 无线网通信来扩大连接的带宽。这些网络可使通信媒介之间相互连接，扩大通信的深度和宽度。

4）900MHz 无线电通信也是实际应用中的通信媒介，通过频率的差异来加以选择。未经认证的无线电通信的安装成本较低，但无法抵御其他用户的干扰。

5）微波是通过大气传输的高频无线电信号。其传输需要精确的通信信号。由联邦通信委员会（FCC 第 21 和 94 组）控制运行和进行频率分配。

6）在数字微波系统中，模拟系统中的数据模型用数字通道来代替。这些通道可相互结合形成复合系统。首先利用时脉码调制（PCM），将通道中的数据转换为数字格式。然后数字通道将 24 种声道转化为 1.544Mbit/s 的 DS－1 信号。DS－1 信号再通过无线与 DS－3 连接。

7）现在很多变电站都使用 T1. SONET 或以太网络来提高进入变电站的通信路径。TI 可作为以 1.544Mbit/s 传输 DS－1 数字格式信号的载体。TI 由 AT&T 于 1957 年开发，在 1960s 早期用于长距离传输 PCM 信号。T1 最鲜明的特点就是引入数字化。T1 可在很多声音和数据传输的场合中使用。TI 可被嵌入到网络分配架构中，在一个四回路中搭载 24 种声道，以减少电缆对数。T1 可提供 DS0（64kbit/s），达到像 SONET 的传输能力。SONET 是美国国家标准机构（American National Standards Institude，ANSI）所作的光学介质中数据同步传输标准。SONET 一些较典型的应用包括传输各种声音、网络连接、ATM 传输、PCS 传输、中继、网络后备、

都市局域网等。如今 SONET 主要用于中继国家或地区之间的通信。

8）IP 通信（以太网）是应用在变电站中的通信技术之一。变电站信息通常要通过 SONET 层传输，同时也需要用到以太网技术。所用到的通信网络可以由公司自己提供或者租用其他机构的。LAN 可有自己的通信线，或作为虚拟局域网（VLAN）存在，传输层之间可共享。局域网（LAN）和虚拟局域网（VLAN）可以通过广域网（WAN）互联，由此构成公共传输网络。爱达荷州国家实验室展示了使用 IP 通信的 SCADA 网络[21]，实现了断路器的远程控制，运行人员可在不被防火墙等 IT 网络安全技术发现的情况下修改脚本。但是并不清楚相关的安全措施是否可靠，以及是否采用了最新的技术。

以上通信方式中，有一些并没有采用合适的加密或认证措施，因而容易被侵入。有报道称入侵者曾经通过广播通信技术控制 SCADA 系统的通信，从而破坏系统[22]。西北和平国家实验室展出了[23]变电站通信中 900MHz 的无线电光谱。有关讨论 SCADA 或 SA 系统的安全保护方法，可参看 17.5 节。

**17.5.1.2.2　IED 的拨号线**

通过拨号线也可进入到变电站控制系统，并直接进入智能电子设备（IED）。正如第 7 章中讲到的，IED 是支持双向通信的。一旦用户进入到 IED，就可以进行以下操作：

1）获取存储在 IED 中的数据；

2）改变 IED 的参数（如保护延时的设定）；

3）对 IED 进行测试；

4）控制与 IED 相连接的电气设备（如操作断路器）。

拨号线提供了进入到系统的一种较为简单的方法。用户可采用三道防线：（1）加强对使用者的认证措施；（2）IED 通信加密；（3）取消拨号线。

17.5.1.2.2.1　认证

加强对使用者的认证措施，确保试图进入到 IED 的人是否具有相应的资格。

首先，要确保所使用的密码具有一定的复杂性。其次，要确认打进来电话的来源地。

黑客很熟悉电话技术，他们能改变来电显示。更安全的方法就是在变电站中加装可以打回去的装置（也叫回拨装置）。该装置可接受拨过来的电话，然后要求拨打者输入用户 ID 和密码，之后结束本次通话。接着按照列表上的电话号码回拨过去，也就是用打出去的电话代替打进来的电话。

但是，使用回拨装置并不代表万无一失，入侵者有很多种方法能突破回拨装置的保护，从而破坏系统[23]。比如，入侵者可以做到保持对线路的控制使用同样的调制解调器和通信线路给用户回拨。入侵者也可直接改变电话交换机的号码，而不必事先调整存储在调制解调器中的号码。因此，必须要保护好电话交换机，变电站的安全也依赖于交换机的可靠工作。

报告中建议企业考虑对回拨装置使用隔离线来应对此类威胁。变电站的安全依赖于电话开关的正常工作，也要保护好电话开关。

17.5.1.2.2.2　加密通信

加强与IED通信安全的第二种方法就是对信息加密认证（使用NISTIR 7628[2]第一卷中的方法：加密及关键系统管理），可使用有线加密在用户和IED间加密（直接与外部设备相连，传输加密信息，一个为用户设置，其他的为IED设置）。也可采用前面的章节中提到过的VPN技术。具体采用哪种技术，取决于系统的配置（CPU、存储容量、带宽等）和通信媒介的性能。相关问题的解释，用户可参看原文中的加密部分[24]。加密处理可以做到，只有事先知道密码的用户或系统可以给IED发送指令或数据。加密类型有两种，即对称的和不对称的。对称加密是基于各个通信单元之间相互共享的信息（或者算法，密码是更专业的术语），而不对称加密是基于公共密码系统所使用的信息。但在对称和不对称加密中，密码都是唯一的。被加密过的信息只有通过正确的密码才能解密，所以拦截者不可能看到这些信息。公共信息加密也可使用数字签证进行信息集成（如认证）。在这种情况下，使用散列算法计算出的，特定长度的密码对通信实体加密，只有使用与之相配的密码才能破解它。这就具有不可否认性。当发送这种信息时，不可否认密码的存在。这和我们每天在文件上使用的签名一样。如果恶意入侵者试图破坏发送的数据和SA的设备，不可否认性将起到很大作用。因此，数字认证可以阻止某种行为，使用户更加关心如何保护和管理好他们的信息。很多人都意识到数字签名很重要，如同在合同上签上你的名字一样，这使得这种方法更具有优势，可以发现内部人员因粗心或误操作等引起的事故。较对称加密而言，不对称加密需要更快的CPU和更大的存储容量。在实际的加密通信协议中，对称加密和不对称加密方法都可以用来作为信息认证的方式。通常，公共密码加密有待商榷，双方间的加密，要求使用先进的加密标准（AES）。对于不对称加密，椭圆曲线密码（ECC），RAS都是很好的例子。要进一步了解应用在实际变电站自动化系统中的信息加密模型及其正确的使用方法，可参看NISTIR 7628[2]中的信息加密及系统管理要求部分。

可以考虑采用基于加密散列算法的信息认证码（MACs），比较成功的应用就是在NISTIR 7628[2]中的加密部分提到的HMAC－SHA－256和AES－GMAC两种加密散列算法。简单地说，就是可以采用这种方法来传递任意长度的信息（比如，8kbit的通信包），也可转换为更小的信息（比如，32bit），但每一个信息都是特定的。MAC附加或前置在信息中，发送给接受者用以认证（每一个通信设备使用相同的密码/彼此之间共享），来检查和信息的MAC是否一致。为了确保每一条信息的安全，通信协议使用时间标记，或每一个信息采用不同的值，因此就阻止了攻击者窃听某些信息（如SCADA系统的命令，IED配置的变化）。这种方法可确保信息的独特性。计算安全散列的计算量比对整个信息加密的计算量要小得多。

在设计 IED 的过程中，性能和成本是两个首要考虑的因素。加密需要使用高性能的处理器，但是，现在很多 IED 仍在使用低性能的处理器，所以，必须进行成本效益分析。目前，应用在变电站网络中可行的加密技术有 VPN 以及相关的网络连接技术。很多 SCADA 系统也可通过这种方式进行保护（正如在之前的章节中分析的）。然而 IEC 61850 GOOSE 中提到的基于点对点的变电站新型通信技术，目前很难做到低成本与可靠性兼顾，尤其是在变电站的运行环境下。随着 R&D 以及相关产品的发展，在未来的几年里，将会出现全新的方法，软件和硬件方面的性能也会有所提高，另外，变电站系统标准委员会虽然没有达成统一的信息加密的方法（包括认证），但是相关工作组制定了一系列标准来迎接这场挑战。基于 IP 加密的 SA 和 SCADA 系统通信协议已经形成了一定的技术标准体系，但仍需进一步发展，确定更加精确的。变电站技术领域相关的模型由于涉及到管理方面，企业要在信息加密方面花功夫。加密很简单，难的是管理好密码，NISTIR 7628[2] 加密管理部分，明确规定了在实际变电站系统应用中的关键问题和有关设计导则。

随着技术的发展，这种情形也会随着改变。比如，可以以低成本制造出高性能的微处理器，降低加密的成本并提高性能。另外，一些工作组也在制定变电站通信协议的加密标准，比如 IEC 第 57 技术委员会第 7 和 15 工作组、DNP 工作组等。其中，IEC 61850 通信标准是根据国际通信标准制定的，这使得该标准在国际上得到广泛认可及应用。

17.5.1.2.2.3　取消拨号线

如果可能的话，可以通过清除整个变电站中的拨号线来保证 IED 通信安全。这种方法依赖于制造商们禁止在 IED 中嵌入有线或无线的模型。这种方法已经被一些公司采用，事实证明该措施能很好地保护网络安全。

在这种情况下，所有与 IED 的通信都是从安全的网络中发起，通过数据集中器或变电站中的主机进行传输。数据集中器或变电站处理器，将数据传送到特定的 IED 中进行反馈。从用户安全网络外部与变电站进行通信是禁止的。如果采用光纤通信，那么变电站中的 IED 之间的通信会变得更加安全。

这种方法的安全性体现在它的独立性，当然，这是建立在企业成功地保障了内部网络的安全的基础上。该问题超出了本章的范围。

### 17.5.2　检测网络入侵行为

预防外人侵入系统或数据库至关重要，必须要做到及时检测相关入侵行为，并积极响应。入侵者一旦掌握了变电站中的计算机系统的控制权，就可以对电脑密码进行修改，也可以植入一段新的程序。这段程序可以悄悄地窃取数据（可能也包括用户的密码），然后再将这些数据发送给入侵者。还可能对系统重新编码，进而操纵变电站内的设备。这段程序也可能建立起一套机制（有时也称之为“后门”），

该后门可以使入侵者轻松进入系统内。

如果入侵者没有对系统造成明显的破坏，那就很难检测到系统内的软件被修改过。比如，如果入侵者的目的是为了获取数据，运行人员基本不会注意到数据丢失。即使入侵者造成了较大的破坏（如故意将某些关键的断路器分闸），也可能会以为是发生了某些故障造成的（如电压闪变、继保装置误动等），而不会认为是系统出了安全问题。

如果故障是因为系统安全问题造成的，那么必须要尽全力检测入侵行为。为了达到此目的，有相当一部分 IT 安全系统开发商开发出 IDS 系统，即入侵检测系统。从专业上讲就是依照一定的安全策略，通过软、硬件，对网络、系统的运行状况进行监测，尽可能发现各种攻击企图、攻击行为或者攻击结果，以保证网络系统资源的机密性、完整性和可用性。这套系统是基于多种因素来辨识入侵行为，主要有：（1）未通过认证的行为；（2）这种行为源于不寻常的地址。

不过很难定义哪种行为应该划分为不寻常的行为，需要进一步判别。为了不被发现，黑客们常常会隐藏网络摄像头的 IP 地址，这样就不会引起检测系统的怀疑。另外，也应意识到有很多可疑的事件可能带来危险。用户往往会忽略很多 IPS 系统的可疑事件。外部组织提供了学习 IPS 系统的机会，并报告响应的结果，更好地帮助识别真正的攻击，也可帮助系统人员调整 IPS 系统参数，保护网络安全。除此之外也可使用 SEM 系统，提供一个更加集中和自动化的登录行为的分析，更加有效阻止攻击行为。

现行的 IPS 技术可以很好地评估为保障安全而设置的“黑名单”，识别那些可能会对 SA 系统造成恶意攻击的行为。不过这也存在着两个问题：

1）很难做到精确且可靠地识别并分析对 SA 系统的攻击模式。这是因为系统在运行过程中会受到很多因素的影响，并且对 SA 系统中的很多组件也不太了解。另外，最重要的是与 IT 系统受攻击相比，对 SA 系统造成攻击的报道很少，我们对其了解甚少。

2）在关键场合，可能会否定合法的网络通信，尤其是在关键的保护和控制行为中，可能会对电力设备造成损失（比如，高压变压器）。

基于以上原因，在这项技术能可靠使用之前，SA 系统仍需要依靠 IPS 检测系统和运行人员的响应来保证安全（在 IDS 模式下进行操作）。但由于人本身很难做到快速响应，所以仍然存在网络攻击的危险。即使对现行的 ICS/SA IPS 采取限制措施，我们依然建议采用 IPS 技术，原因如下：

1）IPS 是可编程设备，这就意味着随着相关规则的改进，设备性能也会随之提高。唯一提高 ICS/SA 系统中的 IPS 的性能的途径是使用它。只要使用 IPS 就能收集相关的信息，并且 IPS 有时也能提醒系统运行人员事先不知道的威胁。

2）IPS 在运行时（对 SA 系统不会造成任何影响）能及时报告威胁安全的事件。通过安全分析（ICS/SA 系统培训）使 SEM 系统保持平衡，并做进一步的分

析，来确定系统运行人员是否有需要的地方。

3）对于广为人知的攻击（如蠕虫病毒[4]），可以提高检测效率，及时采取保护措施。

4）对 SA 系统进行详细的分析之后，可为 IPS 制定一个“白名单”安全管理范例。即将 SA 系统能够允许的行为编成名单，对超出系统允许之外的行为，则发出警告（或采取预防措施）。现如今还不能很好地概括这些恶意行为的特征，这有待研究。然而，由于 SA 系统的完善性，辨别超出权限之外的/未经认证的行为也是可行的：命令、试图改变系统配置、网络服务/信息等。对系统中每一个设备都应保持应有的状态。

同样地，也需要对 SCADA/ICS/SA 环境下的一些异常的行为进行研究。一般来说，很多 SA 控制系统都做不到辨别试图要进入到该系统的对象。商业领域中正在为此而努力，国家实验室也在研究 SCADA/ICS/SA 系统。总而言之，变电站控制与诊断系统是比较简单的，但随着一些应用系统和 R&D 的增加，此系统是很有发展前景的。需要进一步提高 IPS 的性能。在安全方面的投入，将会有客观的回报。如果这些做到了，那么整个 SA 系统的安全性都会有所提高。随着自动化程度越来越高，变电站管理者需要持续关注以下内容：（1）预防入侵事件的发生；（2）系统入侵之后，能快速恢复。

### 17.5.3　响应网络入侵行为

响应网络入侵行为的三个过程是记录、报告和恢复。

从理论上来讲，要记录下变电站内外的所有通信数据是可行的。在这种情况下，如果某个入侵者成功地进入到系统中，那么从相关的记录中就可以判断出入侵者采用的是哪种技术来入侵系统的。因此这个记录对于识别入侵行为，有很大的作用。

然而，由于 SCADA 系统通信较为频繁、变电站通信设备的成本较低，以及安全控制人员与变电站距离较远，记录下所有的通信数据是不现实的。尽管在理论上是可行的，但实际中是无法实现的。

通常，尽管记录变电站的通信数据理论上可行，但系统所有者将会延缓相关行动，直到（1）存储媒介很快，容量大，廉价；或者（2）出现了 SCADA 导向的 IPS，能过滤正常的行为，只记录下异常的行为。

但是，即使通信系统能响应既没有被发现又没有留下记录的攻击行为，也很有必要在受到网络攻击之后，执行一些修复工作。

对变电站中所有的可编程软件，涉及标准参数的文件，所有 IED 的设置进行备份，尤为重要。这些备份数据要存放在安全的地方。我们建议不要将备份数据放在变电站内，以降低系统被入侵后带来的损失。

在企业总结出一个特定的可编程设备正常运行后（能成功地识别攻击行为），

软件可从备份中重装。如果 IED 的设置被非法改变，必须要储存好最初的设备数据。直到 IED 设置能够被修复，企业才可以考虑使设备下线，否则，无法预防未来可能发生的漏洞。

## 17.6 制定安全项目

为了使本章中的建议能在实践中得到应用，企业应该要为 SCADA 和 SA 系统建立一个安全项目。这是 NERC CIP[1] 监管要求，也涉及到经济方面的原因，需要建立控制系统安全项目，像 BPA、TVA、WAPA 等，联邦法律要求其服从 NIST（SP）800－53，这是联邦信息组织建议的安全控制标准。最近，更多的具有更高可靠性的 SA 系统受到关注，并且在 NISTIR 7628 技术领域中形成安全项目[2]。该安全项目应该由策略、程序、测试，以及为确保安全项目正常实施的责任制组成。该安全项目应针对特定控制系统，像传统的 IT 措施、程序和测试。另外，由于控制系统有不同的运行需求，SCADA 系统也不能很好地和 IT 安全相适应。

保护企业电脑系统安全的工程，要与保护变电站物理设备的工程相协调（该网络安全的计划中，有一部分和保护物理设备安全的工程类似，见第 15 章）。企业在策划安全项目时，要考虑以下问题：

资产

1）从关键基础设施和业务角度，计划中应明确规定要保护好哪些设施？（依此类推，有哪些设施不用保护？）

2）对每一个设备，应确定其保护等级？（装置、控制系统、通信系统和数据库）

3）用户操作每一个设备，需要权限等级？

风险

1）变电站面临的风险是什么？（同样，有哪些风险没有处理？）

2）每一种风险会造成怎样的损失？

3）要防范这些风险，应采取哪些措施？（考虑很多替代品）

4）要检测这些保护措施的效果，应该怎么做？（需要雇佣外部组织解决这些问题吗？）

5）谁决定网络安全威胁的发展趋势？

检测威胁

1）为检测入侵行为，应采取哪些措施？（需要雇佣外部组织来分析入侵记录吗？）

2）如果检测到入侵行为，该怎么做？

3）检测到的入侵行为，应向谁报告？

4）什么样入侵行为的记录要保持下来？记录要保留多久？

事故响应

1）响应每一种类型的事故，要采取哪些步骤？

2）法律应该扮演什么样的角色？

3）怎样向可靠性委员会和网络安全事故记录中心报告事故？

4）从教训中，要得到哪些提高？（政策、训练方面等）

训练和记录

1）为保护网络安全，应进行哪些训练项目？（控制系统——特定安全、访问途径、修复路径）

2）修复计划是什么？

3）如果控制系统遭受长期的攻击，为保持系统运行，应采用什么样的计划？

4）谁负责文件保护方面的工作？

管理

1）网络安全的首要责任由谁担负？

2）每一个工作类别的责任是什么？

3）职工违反规定，怎么处理？

4）怎样使规定能得到落实？（需要雇佣外部组织吗？）

5）怎样修改安全章程？

软件管理

1）安装软件更新；

2）安装补丁；

3）进行备份；

4）密码保护。

## 17.7　未来的措施

从之前的讨论中可以明确地知道，经过革新的技术可确保变电站控制和诊断系统的安全。17.1 节中讲到的现今工业的发展，营造了很好的市场创新环境。之后，SA 系统也会采用全新的技术来保证系统安全。从某种意义上来说，在下一代 SA 设备出现之前，企业必须要与行业内的技术发展保持一致，积极采用最新的技术，才能降低安全风险。但是消除所有的安全风险也是不现实的，企业必须要评判哪些设备会对电力系统可靠性带来比较大的影响，并尽最大努力保障电力系统的安全。

目前已采用了很多措施来保证电力系统的网络安全。对企业来说，依靠技术的发展来进一步加强网络安全措施是值得去做的，（应预测到，攻击者可能会针对当前已经堵住的漏洞，开发出新的攻击策略，企业要做好应对这种威胁的准备）。

本节将介绍技术的发展会使维护变电站系统的网络安全变得更加简单，并提出了接下来要做的工作。

### 17.7.1 认证和加密

很多负责制定变电站通信协议标准的工作组，也在积极制定变电站加密和认证标准。与此同时，因采用了高速处理器和更大的存储空间，IED 的性能大幅提升，使在嵌入式处理器中进行加密成为可能。但是变电站通信线的信道容量也提高了，使得加密的意义不是很大。基于以上发展趋势，应该有选择性的进行加密。变电站和控制中心之间通过加密来通信将会变得越来越广泛。另外，若满足了用户的需求，可在变电站内以可接受的成本和可靠性对很多 IED 实施高速通信加密。

### 17.7.2 实时安全操作系统

开发作为辅助的实时安全操作系统可以更加安全地保护系统免受各种威胁和漏洞的破坏。不管是在开机时、更新时还是安装补丁时，这一系统都可以确保系统固件的完整性。换句话说，使系统具备了识别可信任的和经认证过的行为能力，并且可使用数字加密认证开机。第二，开发出支持 AAA 和 RBAC 和具有网络安全功能的存储卡式的工具。

### 17.7.3 网络安全认证和测试功能

为 ICS/SA 系统提供网络测试和认证也很重要，因为攻击者可以通过它们之间的网络接口而实施攻击行为。这些测试通常侧重于创建网络风暴条件和异常数据包，并将它们发送到目标设备，观察目标设备是否能继续正常工作，这就是它的设计目的。

### 17.7.4 试验台

对一个企业来说，要找出变电站中的所有安全威胁因素是很难。认识到这个问题后，美国政府斥资检查关键设施上是否存在安全风险。一些国家实验室开始建立国家 SCADA 系统试验台，采用使用中的 SCADA 系统进行试验。现在这些试验台已不仅仅针对 SCADA 系统，还扩展到变电站控制和诊断系统。

### 17.7.5 事故报告

在接下来的几年里，卡内基·梅隆大学中的 CERT 协调中心（CERT/CC）将成为安全事故报告的仓库。CERT 表示，“我们的工作包括处理安全事故、发出事故预告、研究系统在长期运行的过程中发生的变化，以及为提高系统安全而对你们进行培训”。

CERT 的官网（http：//www. cert. org/）上有上报安全事故的模块。到目前为止，CERT 的数据库中已经存放了几乎全部的发生过的常见的电脑故障，但 SCADA 和 SA 系统的故障还没有公布出来。随着 U. S. ICS－CERT 开始关注该领域，ICS/

SA 系统的漏洞会有所减少（http：//www. us – cert. gov/control_systems/ics – cert/）。我们建议业内人士利用 U. S. ICS – CERT 提供的事故报告服务，来防范发生安全事故。由于关键设施的性质不同，资产所有者组织将讨论相关的细节。

### 17.7.6　入侵预防/检测系统及防火墙

可靠识别变电站系统和网络是否发生了入侵非常重要。

目前，几乎所有的 IPS 系统都只关注传统的电脑网络问题，而没有针对变电站的不同特点而采取具体的保护对策。现在正在开展中的使用神经网络或者其他方法和启发式的工作也被称为异常检测。也可作为和黑名单模型（未经认证的行为有哪些?）相对的白名单安全管理模型（认证过的行为有哪些?）。SA 系统因其严格的配置和设备服役过程，给基于白名单的 IPS 提供了一个能成功实施的机会。如今，黑名单模型限制了网络安全保护，即使在 IT 系统中也是如此。现在，这些方法尚未被证明是很有效的，只是期望取得的这些发展会是成功的。并且更加智能化的 IPSs，会更加适合企业使用。最后，IDPI IPSs 虽然对 IT 系统很适合，要在变电站环境下大规模使用，它们需要配备 DPI 规则，并对 SCADA/SA 系统协议进行分析，以预防在最大的风险仍然存在的情况下对实际的变电站控制系统进行攻击，不能只针对基于 IT 系统的威胁。工业中将会更多的采用 R&D，在该领域内的产品也将得到发展。

#### 17.7.6.1　安全恢复

一旦系统被攻破，系统要恢复到最初的状态所需的时间将会变长，对软件系统来说这种情况更加明显，并且会增加软件系统的恢复难度。系统攻破后，企业必须要面对的问题是系统修复后，是否含有感染代码。

对没有感染的软件系统，需要进行快速可靠地修复。认证过和签署过的文件，可以加快其发展速度。

### 17.7.7　技术标准与导则

1）IEC 第 57 技术委员会第 7 和 15 工作组，通过 IEC62351（正如之前讨论过的那样，需要进一步的修订），在 IEC 60870 – 6 TASE. 2（“ICCP”），IEC　– 61850，IEC 60870 – 5（基于 IEC 的 DNP3）中处理安全问题。

2）IEEE 电气工程协会（PES）制定了很多标准，会给网络安全带来较大影响。现如今，PES 已经出版了 IEEE – 1689（使用该标准，改变串行 SCADA 连接和 IED 远程访问的网络安全），以及 IEEE1686 变电站 IED 网络安全（能满足最新的工业需求，需要进一步修改）。

3）ISA 已经为过程控制网络安全建立起了标准委员会——ISA SP99。这些标准将运用于变电站中。ISA 已经出版了三种标准[26 – 28]，且正在制定新标准。

4）DNP 正在使用对称和不对称的方法处理 DNP3 的安全问题，并提供了特定

的认证措施。他们正在为 NIST 智能电网互联层（SGIP）的网络安全工作组（CSWG）工作，确保他们的方法能满足 NISTIR 7628 的要求。

5）D2/B3/C2－01 出版了 CIGRE 技术小册，保证信息系统和电力系统内部网络的安全。

6）CIGRE 针对电力企业（EPUS）的信息安全问题已经建立了新的工作组，D2. 22。

7）开放的 SG 安全（原名是 UtiliSec）（http：//osgug. ucaiug. org/utilisec/default. aspx），是从用户组开始的组织，致力于制定解决智能电网系统中的问题的标准。该工作组的第一项任务（不是直接和 SA 系统相关）就是为高级测量设施系统（AMI）制定发展框架。现在，该组织正在为其他智能电网系统制定发展框架。他们近来的草案是关于广域情形下的安全问题（例如，同步系统），这个问题目前依然在讨论中。

## 参考文献

1. North American Reliability Corporation, Reliability Standards, Critical Infrastructure Protection (CIP), July 28, 2011. Available from: http://www.nerc.com/page.php?cid = 2|20
2. Smart Grid Interoperability Panel—Cyber Security Working Group, National Institute of Standards, U.S. Department of Commerce, NISTIR 7628 Guidelines for Smart Grid Cyber Security, Vols 1–3, August 2010. Available from: http://csrc.nist.gov/publications/PubsNISTIRs.html
3. ICS-CERT, Advisory, ICSA-10-201-01—USB Malware Targeting Siemens Control Software, July 20, 2010. Available from: http://www.us-cert.gov/control_systems/pdf/ICSA-10-201-01.pdf
4. N. Falliere, L. O. Murchu, and E. Chien, Symantec Security Response, W32.Stuxnet Dossie, Version 1.4, February 2011. Available from: http://www.symantec.com/content/en/us/enterprise/media/security_response/whitepapers/w32_stuxnet_dossier.pdf
5. 18 CFR 39.1, Title 18, Chapter I, Subchapter B, Part 39. Conservation of Power and Water Resources, July 28, 2011. Available from: http://ecfr.gpoaccess.gov/cgi/t/text/text-idx?c=ecfr&sid=617eee924b2d959b3e1f18d1eb087cfc&rgn=div8&view=text&node=18:1.0.1.2.27.0.23.1&idno=18
6. North American Reliability Corporation, Smart Grid Task Force, Reliability Considerations from the Integration of Smart Grid, December 2010. Available from: http://www.nerc.com/files/SGTF_Report_Final_posted.pdf
7. Github, Stuxnet Code Decompilation, July 28, 2011. Available from: https://github.com/Laurelai/decompile-dump/tree/master/output
8. J. Weiss, *Protecting Industrial Control Systems from Electronic Threats*, Momentum Press, New York, May 2010, ISBN: 987-60650-197-9.
9. C. Rigney et al., The Internet Society, RFC 2865: Remote Authentication Dial In User Service (RADIUS), June 2000. Available from: http://www.ietf.org/rfc/rfc2865.txt
10. M. Wahl et al., The Internet Society, RFC 2251: Lightweight Directory Access Protocol (v3), December 1997. Available from: http://www.ietf.org/rfc/rfc2251.txt
11. IEEE Standard C37.1-1994, *IEEE Standard Definition, Specification and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control.*
12. ANSI/IEEE Standard 100-1984, *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, 3rd Edn., p. 695.

13. ANSI/IEEE Standard 100-1984, *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, 3rd Edn., p. 769.
14. ANSI/IEEE Standard 100-1984, *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, 3rd Edn., p. 811.
15. S. Kent and K. Seo, The Internet Society, RFC4301: Security Architecture for the Internet Protocol, December 2005. Available from: http://tools.ietf.org/html/rfc4301
16. T. Dierks and E. Rescorla, The Internet Society, RFC5246: The Transport Layer Security (TLS) Protocol Version 1.2, August 2008. Available from: http://www.ietf.org/rfc/rfc5246.txt
17. Carnegie-Mellon Software Engineering Institute, CERT Coordination Center, July 28, 2011. Available from: http://www.cert.org/
18. DNP Users Group, DNP Protocol Primer, July 28, 2011. Available from: http://www.dnp.org/files/dnp3_ primer.pdf
19. D. Thanos, Prepared statement of Daniel Thanos, chief cyber security architect of General Electric Digital Energy, before the Federal Energy Regulatory Commission, *Technical Conference on Smart Grid Interoperability Standards*, Washington, DC, January 31, 2011. Available from: http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20110131084125-Thanos,%20GE%20Digital%20Energy.pdf
20. IEEE C1 Working Group members, Cyber security issues for protective relays, June 2007.
21. Idaho National Laboratory, Demonstration at *KEMA 4th Conference: Advancements in Technology and Business*, Idaho Falls, ID, August 16–18, 2004 (unpublished).
22. Green, G., Hacker jailed for sewage sabotage, *The Courier-Mail*, Brisbane, Queensland, Australia, November 1, 2001.
23. Stan Klein Associates: Draft Unpublished EPRI Report. *Information Security Guidelines for Transmission and Distribution Systems*, October 2000.
24. N. Ferguson, B. Schneier, and T. Kohno, *Cryptography Engineering*, John Wiley & Sons, New York, March 15, 2010. ISBN: 9780470474242.
25. Achilles Certified Communications for Embedded Devices, July 28, 2011. Available from: http://www.wurldtech.com/achilles-certification/achilles-certified-communications/program-summary.aspx
26. ANSI/ISA-TR99.00.01-2004, *Security Technologies for Manufacturing and Control Systems.*
27. ANSI/ISA-TR99.00.02-2004, *Integrating Electronic Security into the Manufacturing and Control Systems Environment.*
28. ANSI/ISA-99.02.01-2009, *Security for Industrial Automation and Control Systems: Establishing an Industrial Automation and Control Systems Security Program.*

# 第 18 章　气体绝缘输电线路


18.1　引言………………………………… 360
18.2　历史………………………………… 361
18.3　系统设计…………………………… 363
技术数据・标准单元・敷设方式
18.4　发展与原型………………………… 368
混合气体・型式试验・长时间尺度测试
18.5　GIL 的优点 ……………………… 382
安全与气体处理・磁场
18.6　第二代 GIL 的应用……………… 386
沿隧道敷设的 GIL・直埋 GIL
18.7　质量控制与诊断工具…………… 389
18.8　腐蚀保护…………………………… 390
被动式防腐蚀保护・主动式防腐蚀保护
18.9　电网的电压应力………………… 392
过电压应力・雷击产生的最大应力・模型・外部集成避雷器・计算结果・绝缘配合
18.10　大功率互连系统的未来需求 … 394
都市地区・交通隧道的应用
18.11　解决输电网的瓶颈问题 ……… 397
引言・输电网的需求・技术方案・可再生能源的接入・线损
18.12　总结 ……………………………… 400
参考文献………………………………… 401


Hermann Koch Siemens AG

## 18.1　引言

气体绝缘输电线路（GIL）用于在远距离大容量输电。GIL 通过地下“架空线”传输电力，其传输容量与架空线相同，可用于不能架设架空线的场合。

GIL 与架空线有相似的电气特性，与其他的传输系统相比（例如架空线、电缆线），其横截面积比较大，因此线损较小。减少运行和传输费用，同时有助于减缓全球气候变暖。

对操作人员来说，GIL 的安全性是非常高的，因为它有坚硬的金属外壳提供可靠的保护，即使内部发生故障，金属外壳也能抵抗住。所以 GIL 可以在街道、铁路隧道以及桥墩等公共交通场合中使用。GIL 的制造不会使用易燃的材料。若 GIL 在交通隧道中使用，那么费用可以由供电公司、交通公司（火车、地铁等）等机构平摊，使得 GIL 有较好的经济性并且不需要额外架设平行于隧道的架空线路，也可解决一些环境问题。GIL 所带负载较少，因而长度可达 100km 及以上。

由于环境因素或者可能会破坏自然景观等原因而不适合采用 OHL 的情况，可以使用 GIL。GIL 由三相封装铝管组成，可以直接在地面或隧道中敷设，其铝合金外壳与地等电势。外部的管子和外壳之间的环形空间用混合气体填充，混合气体由 80% 的 $N_2$ 和 20% 的 $SF_6$ 组成，来保证电气上的绝缘要求。导体中超过 99% 的反向电流都是由外壳感应出来的，由于反向电流的作用，其外部磁场很小。

GIL 具有传输容量大、损耗低、外部磁场弱等特点。因为 GIL 埋在地下，既可以满足功率传输的要求，也不会对环境和周围景观造成影响。GIL 也可用来向大都市及其周边输电以满足电力需求。直埋 GIL 具有线路可地设的优点，并且其传输容量与 OHL 相同[1-3]。

电力工业发生了很多变化，有管制的放松，发电、输电、配电业务分离等。同时，电力市场的发展对电网中电能的流向有很大的影响。随着燃气轮机以及分布式电源（如风力发电、光伏发电等）的接入，按照以前标准规划的电网也要随之改变。否则会在电力网络中引发潮流堵塞，这就是所谓的“瓶颈”。

新型高压输电线路在未来需求很大，在 OHL 不可用的地方 GIL 将充当重要的角色。当由于环境的原因需要采用地下敷设线路时，GIL 可以解决大容量（2000MVA 及以上）和长距离（30km 及以上）传输的问题[4,5]。

## 18.2 历史

GIL 产生于 1974 年，当时是用来传输德国施鲁赫的抽水蓄能电站的电能[3]。图 18.1 为山顶上 400kV 的 GIL 的隧道示意图。GIL 于 1975 年投入使用至今未发生过故障，将电能以 420kV 的电压等级传输到德国的西南部。在山顶上有长达 700m 的隧道。这是目前世界上 400kV 电压等级中最长的 GIL 线路。如今，共有超过 100km 的 GIL 线路投入运行，电压等级从 135kV 到 550kV，应用于不同的场合。如高压变电站、发电厂和比较恶劣的环境下使用。

GIL 的典型应用包括：将发电厂与高压变压器和高压隔离开关相连，将高压变压器和外部 OHL 相连，将气体绝缘开关（GIS）与 OHLs 相连等，也可作 GIS 的母

线。因为GIL完全封闭在金属外壳中，基本不受环境条件的影响限制。故GIL可用于不同的环境，如加拿大在低温环境下使用、阿拉伯地区和新加坡则在高温环境下使用，欧洲和南非在恶劣的气候环境下使用。

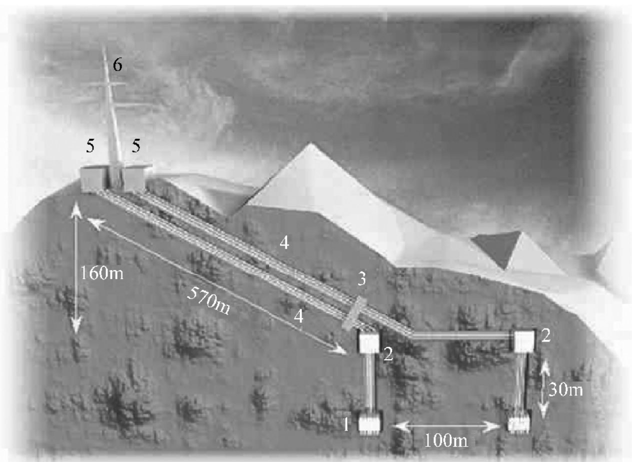



图 18.1　德国施鲁赫的GIL（420kV，2500A）（德国西门子股份公司）

GIL的可靠性很高的，每年超过2500km的线路运行都没有发生过大的故障。GIL的高可靠性得益于它的传输系统比较简单，仅用了铝管和金属外壳，并使用气体作为绝缘介质。

以前GIL的成本较高，难以大范围应用。随着第二代GIL的产生，其制造费用降低了50%，使GIL的大规模应用成为可能。成本的大幅度降低是由于自动化机器的使用及现代管道铺设技术的提高。使GIL铺设时间大幅减少，并且转角单元可以使用铝管中的具有弹性的弯曲单元顺着隧道的轮廓铺设。成本的降低和 $N_2$ - $SF_6$ 混合气体的使用，使第二代GIL可广泛用于需要大容量、远距离输电的场合。

第二代GIL的首次出现是在PALEXPO展览会上，用于瑞士日内瓦飞机场附近的EOS系统中。法国到瑞士的一段线路中，从2001年1月开始正式投入GIL代替OHL。该工程表明，这项新型的线路敷设技术适用于100km及以上的GIL传输系统中[7]。

另一个例子是用于德国凯尔斯工程中采用直埋方式的第二代GIL。该工程于2010年实施，线路长度为1km，电压第级为400kV，架设在法兰克福机场附近。该工程的特点：采用了80%的 $N_2$ 和20%的 $SF_6$ 的混合气体作为绝缘介质；传输容量达1800MVA；工频持续电流达2500A；在地沟轮廓处采用松紧带；世界上第一条400kVGIL线路；系统长度为1km等[6]。

在PALEXPO工程中，第二代GIL采用沿隧道敷设的方式；在凯尔斯工程中，则采用直埋的方式。从这两个工程应用可以看出，第二代GIL为未来接入新能源的

输电网提供了一种解决方案。

## 18.3　系统设计

### 18.3.1　技术数据

电压等级从 420kV 到 550kV 的输电线路中的 GIL，主要的技术数据如表 18.1 所示。用于 550kV 的系统中时，要增加 $SF_6$ 的使用量以及管道直径。

表 18.1 中的数据符合 OHL 高压传输系统的要求，不管是直埋还是沿隧道敷设，GIL 的传输容量均为 2000MVA，即使线路从地下走，也不会降低传输容量[6,7]，这和 GIL 的 IEC 标准（IEC 62271－204）是相符的[8]。

**表 18.1　电压等级从 420kV 到 550kV 的输电线路中的 GIL 技术数据**

| 类型 | 价值 |
|---|---|
| 标称电压/kV | 420/550 |
| 标称电流/A | 3150/4000 |
| 雷电过电压/kV | 1425/1600 |
| 操作过电压/kV | 1050/1200 |
| 工频过电压/kV | 630/750 |
| 额定短路电流/(kA/3s) | 63 |
| 额定气压/bar | 7 |
| 混合气体 | 80% $N_2$，20% $SF_6$ |

来源：德国埃尔兰根西门子。

### 18.3.2　标准单元

图 18.2 中既有直线线路，也有带转角的线路。直线线路单元包括铝合金外壳。外壳 1 中的导体 2 由圆锥形的绝缘子 4 固定，并放置在支持绝缘子 5 之上。由滑动接触系统（3a，3b）来调节因导体热膨胀而造成对外壳的冲击。直线线路单元长 120m，采用单管敷设，并用轨道焊接机器进行焊接。如果其变化量超过了松紧带所能承受的极限，则需要在直线部分对角度进行修正（见图 18.2）。角度范围为 4°～90°。在正常条件下，由于有松紧带，故不需要转角单元，松紧带的半径可达 400m，能很好地顺着轮廓的走向。

每隔 1200～1500m，就需要在地下装隔离单元。隔离单元用于气体隔离或连接高压电气设备。补偿单元用来调节没有埋入地下的外壳所发生的膨胀。补偿器也是一种金属外壳，会随着外壳的膨胀而移动，即补偿了外壳发生膨胀的长度。因此补偿器可以用在沿隧道敷设的和直埋的 GIL 中。

直埋 GIL 的外壳，在工厂中就在外层套上多层聚合物护套，作为一种抗腐蚀的被动式保护。在轨道焊接完成之后，还需要再加上一层防护套。

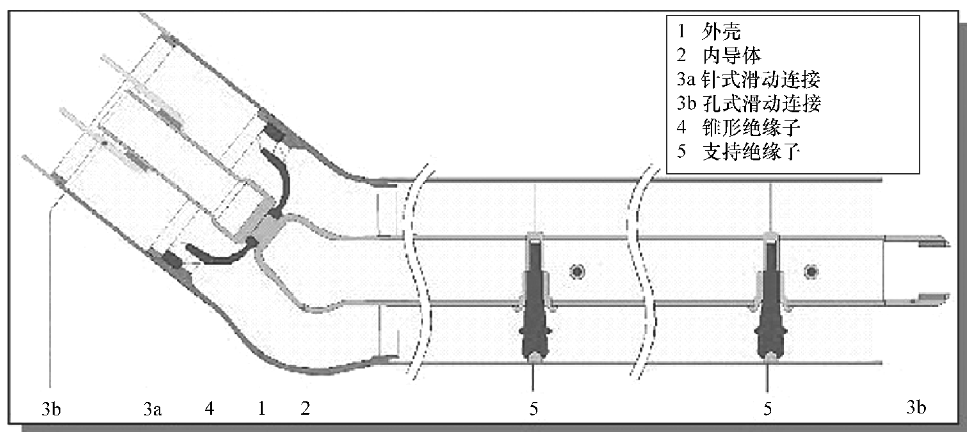



图18.2　带转角的直线线路单元（德国埃尔兰根西门子）

GIL在电气上是封闭的系统，雷击过电压不会直接影响到GIL，因此可以在GIL的末端使用避雷器降低雷电过电压的水平[9]。

可安装测量气体温度及气压的二次设备实现对GIL的控制。这种方法用于GIS中。采用较为灵敏的特高频（VHF）测量方法测量局部放电（PD）现象。

GIL末端还装有能检测电弧位置的电气测量系统。该装置通过测量电气信号能精确地确定故障位置，误差不超过25m。

第三个组件就是安装在外壳上的补偿器。沿隧道敷设的线路或地下转轴的外壳是不固定的，这样才能通过补偿单元调节运行过程中产生的膨胀量。如果GIL是直接埋入泥土中，则可由泥土的重力和GIL外壳表面的摩擦力来调节，不需要补偿单元。

第四个，是隔离单元。每隔1.2～1.5m就需要使用隔离单元来隔离气室中的GIL。隔离单元也用于高压测试试验中[22]。

图18.3展示了介于两转轴之间的GIL的一部分。①地下转轴室中的隔离单元和补偿单元；②转轴间的距离在1200～1500m之间，表示一个气室；③直埋转角单元在上图的中间。每1个转角单元都有一个固定点，使导体固定在外壳上。

## 18.3.3　敷设方式

GIL可以敷设在建筑物上，也可敷设在隧道中或者直接埋入泥土中。在几种方式中，直埋是最经济的。但直埋需要较大的空间，因此一般用在空间比较开阔的地方，如郊区等，这一点和OHL是相类似的，但直埋采用的是暗线的方式。

### 18.3.3.1　直埋

GIL最快且最经济的敷设方法是直埋。和管道敷设一样，敷设GIL也需要一条明沟，附近有预装区，可以减少运输GIL的成本。在金属管道上装有类似松紧带的

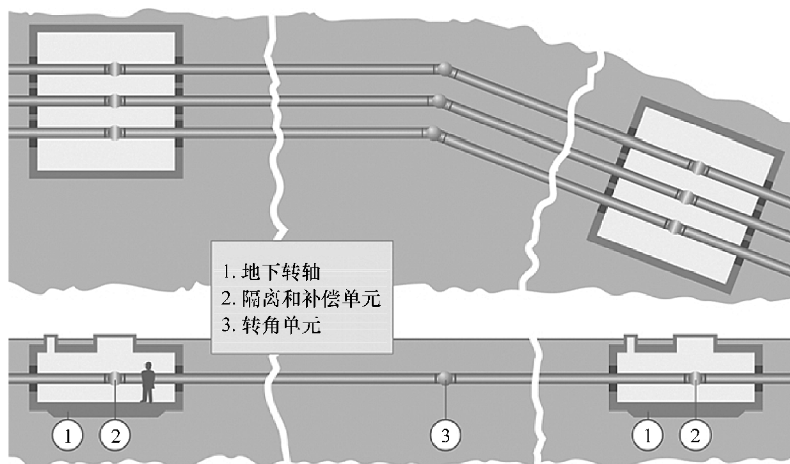



图 18.3　GIL 直埋的系统组件（德国埃尔兰根西门子）

装置，GIL 能灵活地适应轮廓的变化，并且在泥土中 GIL 可持续地锚定，因此不需要额外的补偿装置[10,11]。

直埋 GIL 的流程如图 18.4 所示[16]。图左侧的挖掘机用来挖沟，沟的深度为 1.2～2m。沟边上的建筑物是预留区，当 GIL 长度达到 120m 时，需要先进行预组装。敷设 GIL 时，用起重机将 GIL 放入沟里与已经铺设好的部分相连，在沟里需要使用干净的工篷，工篷用完撤走后沟就可回填。图 18.5 为将 GIL 放入沟中的场景。图 18.6 为弯管和沟的回填工作场景。

#### 18.3.3.2　地面施工

通常 GIL 安装在比地面高 1～5m 的钢结构体上。由于外壳是钢结构，因此每隔 20～40m 需要设置一个支撑。敷设 GIL 时是采用机械化操作，也适用于桥梁或河流等场合。

在地面上安装的 GIL，适用于与变电站相连的场合。比如 GIS 和 GIL 相连，或者直接将 GIS 和降压变压器相连。GIL 一般用在对可靠性要求较高的场合，如核电站中。

在变电站中也可用 GIL，需要传输大容量电能。在加拿大肯辛顿核电站中使用的容量最大的 GIL，单个 GIL 母线系统可以承受 8 000A 的电流以及 100 000A 的短路电流。

在地面上 GIL 通常与 GIS 一起使用。出于安全考虑，通常变电站是用篱笆围住的，有时也会使用沿隧道铺设或直埋的 GIL。GIL 内部有很高的感应电压，故公众是禁止接触 GIL 的，且不允许对 GIL 进行操作（比如在附近挖个洞）。

#### 18.3.3.3　沿隧道敷设

若可用空间不足，则可采取沿隧道敷设的方法。这种方法常用于城市繁华区、

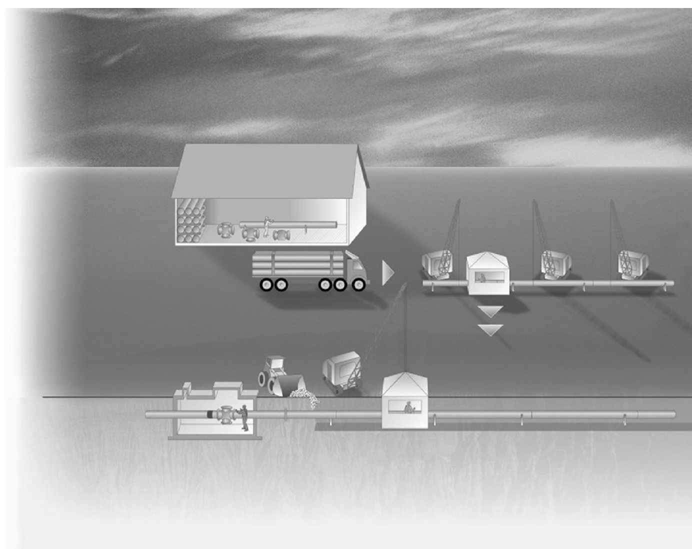


图 18.4　直埋 GIL 步骤（德国埃尔兰根西门子）

河流或者存在孤岛的场合。由于 GIL 安全性较高，也可沿现有的或新建的街道、轨道来敷设 GIL，比如在高山中。

现代隧道技术在过去几年里有了很大的发展。挖洞速度及效率不断提高直径大约为 3m 的微通道，可用于直埋 GIL 不可行的场合中，并且比较经济。比如在城市繁华区、高山或者要与海上孤岛相连接的场合中，采用微通道是比较经济的。微通道通常取两点之间最短的路径，可节约成本。一旦投运，系统即可正常运行。图 18.7 为在柏林 GIL 隧道中的场景，这个隧道直径为 3m，可用于 420/550kV 电压等级的双系统场合，标称电流为 3150A。双系统可使每个系统的平均传输容量为 2250MVA。



图 18.5　将 GIL 放入沟中（德国埃尔兰根西门子）

图 18.8 为在瑞士日内瓦的隧道中的场景，隧道内有两套 GIL[15]。隧道宽 2.4m、高 2.6m。在 420/550kV 电压等级下的传输容量大约为 2250MVA，标称电流高达 3150A。

从图 18.6 和图 18.8 中看出直埋和隧道敷设的松紧装置。一般可接受的最小松

紧装置的半径为 400m。

图 18.9 为沿隧道敷设流程。长度为 11 ~ 14m 的 GIL 单元通过转轴放进隧道中，与隧道中的 GIL 输电线路相连。在无障碍的情况下，比如在火车或其他车辆的交通隧道中，GIL 单元长度可达到 20 ~ 30m，并由火车运输。长度的增加减少了组装的工作量，也节省了时间和成本。在装配现场，有专门安装和焊接的工作场地[12]。如图 18.9 所示，运输和供给制造组将配件①运到转轴或隧道入口处。当 GIL 单元运输到安装和焊接施工地后②通过轨道焊接机器进行焊接。之后 GIL 部件就可放进隧道中③。每一部分安装完成后，都需要进行高电压测试④。



图 18.6　弯道和沟的回填（德国埃尔兰根西门子）

#### 18.3.3.4　盖沟

沿盖沟敷设 GIL 是另一种较为经济的方法。盖沟一般为 U 形结构，也为导线敷设提供了空间。这种 U 形混凝土结构通常，在现场进行安装，再一部分一部分地连接起来。

U 形混凝土结构建造好后，就可在其中放入 GIL，将其固定在沟的底部或通过钢结构固定在侧壁。钢结构可以通过螺栓与 U 形混凝土结构固定。若考虑到热膨胀问题，还可通过对辊或滑垫运送 GIL 管道。或者 GIL 管道也可通过钢带固定在钢结构物上不受热膨胀影响的点。GIL 管道的安装点需要考虑热膨胀影响。



图 18.7　隧道内景（德国埃尔兰根西门子）

如果要把这个 U 形沟盖住，可以根据环境及保护目的的不同，使用不同类型的盖子。盖子有混凝土的、钢结构的和铝合金的，可避免直接和 GIL 外部管道接触。这



图 18.8 550kV 沿隧道铺设的 GIL（德国埃尔兰根西门子）

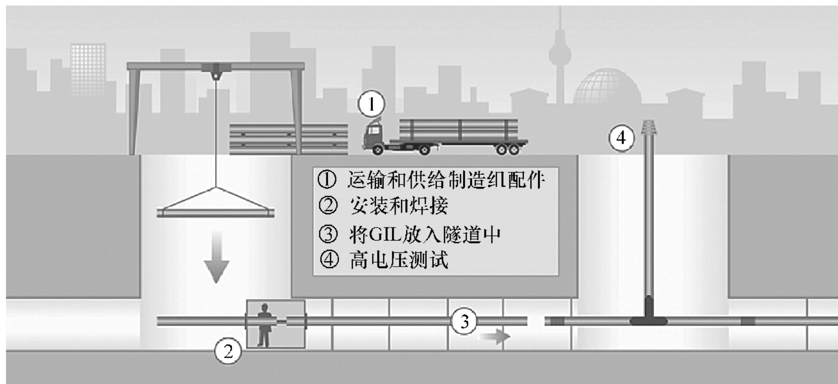



图 18.9 隧道敷设及测试（德国埃尔兰根西门子）

三种通常是安装在考虑了公众影响的地方。在其他的情况下，可以使用有网格或其他类型的盖子。尤其是在有篱笆的场合，比如变电站和发电厂中。

## 18.4 发展与原型

第二代 GIL 是在对气体绝缘技术充分掌握并经过长时间的测试之后产生的。测试结果表明，GIL 设计符合 IEC 60694、IEC 60517、IEC 61640 以及其他相关的标准[13,14]。在电流和电压都比额定值要高的情况下，对 GIL 进行长时间的仿真表明，GIL 的预期寿命可达 50 年。德国柏林的 IPH 实验室和德国的一些领军企业联

合进行了一项沿隧道敷设和直埋 GIL 的测试。

沿隧道铺设的 GIL 长度大约为 70m，安装在混凝土结构的隧道中。在现场敷设的过程中，使用由电脑操纵的轨道焊接设备。

直埋型 GIL 是 GIL 的另一种类型，并且也通过了严格的技术测试。在典型的加速负载周期下，通过长时间的测试得到了 100m 长的直埋 GIL 的特性。其结果也验证了该设备的服役寿命可达 50 年。相关设备的安装、建设、铺设、服役都是在真实的现场条件下进行的。这个测试是第一个完整地对采用 $N_2$ – $SF_6$ 混合气体作为绝缘介质的 GIL 进行长时间测试的成功案例。有关直埋和隧道铺设的技术数据，如表 18.2 所示[19]：

**表 18.2 直埋和隧道铺设的技术数据**

| | 隧道敷设直埋 | |
|---|---|---|
| 标称电压 | 420/550 | 420/550 |
| 标称电流 | 3150 | 3150 |
| 雷电过电压 | 1425 | 1425 |
| 操纵过电压 | 1050 | 1050 |
| 短路电流 | 63 | 63 |
| 短路容量 | 2250 | 2250 |
| 混合气体绝缘 | 80% $N_2$ | 80% $N_2$ |
| | 20% $SF_6$ | 20% $SF_6$ |
| 管外径尺寸 | 520 | 600 |

表 18.2 为 GIL 应用在既有 OHL，又有电缆线路的电网的场合时的数据。GIL 在电气上是封闭的，这就意味着外壳是可靠接地的，雷电过电压不能直接入侵 GIL。因此可以在 GIL 的末端安装避雷器，来降低雷电过电压的水平。该避雷器通过和气室中的 GIL 相连，以降低高频过电压水平[6,9,15,16]。

## 18.4.1 混合气体

混合气体主要由氮气（$N_2$）组成。氮气的化学性质比 $SF_6$更稳定，因此用氮气作为绝缘气体非常理想，并且更为经济，不需要额外的加工处理[17]。在 $N_2$ – $SF_6$ 混合气体中，加入 20% 的 $SF_6$ 后，可提高气体的绝缘强度。图 18.10 表明了在气体中加入 20% 的 $SF_6$ 气体，可大大降低临界电场强度。平缓地增加 40% 的压力，有利于实现和纯 $SF_6$ 气体相同的绝缘强度[2]。

如果仅考虑电气绝缘，同时也不要求具备灭弧能力，则可以用 $N_2$ – $SF_6$ 混合气体代替纯 $SF_6$ 气体，两者间如同断路器和隔离开关的区别。很多公开出版的研究

资料中都提到了这一点，并且在理想条件下完成了一些小型试验。$N_2-SF_6$混合气体的灭弧能力比纯$SF_6$气体差[19]。$SF_6$气体占较高比重的$N_2-SF_6$混合气体广泛用于户外断路器中，可以防止$SF_6$气体发生液化，但会导致断路器开断能力下降。

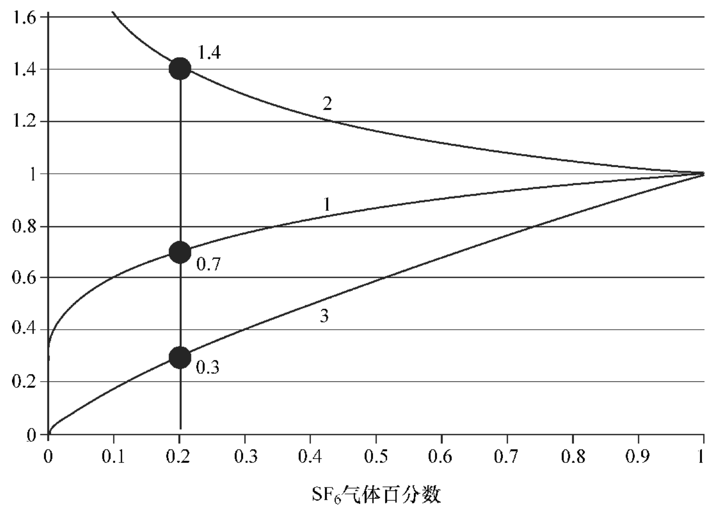



图18.10　$N_2-SF_6$混合气体固有特性（德国埃尔兰根西门子）

1—临界电场　2—和临界电场强度相同的混合气体气压

3—达到临界电场强度所需的$SF_6$气体量

## 18.4.2　型式试验

型式试验以新颁布的IEC 62271-204标准为基准[8]。按照国际大电网会议组织技术分委会TB 176“混合气体”、TB218“GIL”[20]，以及TB 351“长GIL结构”[21]和IEC62271-204的规定，定义了对GIL进行额外寿命测试的相关参数[17]。

### 18.4.2.1　短路耐受试验

短路试验是利用图18.11所示的装置完成的。GIL测试装置由各种GIL单元组成，如直线单元、转角单元、补偿单元及隔离单元等。图18.11从左到右，依次为直线单元、90°转角单元，最右边是隔离单元。表18.3为短路耐受试验的参数。短路电流值反映了区域性电力市场的需求，与设计的标准无关。

这些测试不会对设备造成明显的破坏，GIL的功能也不会削弱。测试结束后，可测量接触电阻的大小，结果应符合IEC 62271-204标准的相关规定。事实上经过这种试验之后，接触电阻会比原来的要小一点，这也表明了系统具有很好的载流性能。



图 18.11　大电流电弧测试装置（德国埃尔兰根西门子）

**表 18.3　短路耐受试验参数**

| GIL 测试参数 | 沿隧道敷设 | 直埋 |
|---|---|---|
| 最大短路电流/kA | 185 | 165 |
| 平均电流/kA | 75 | 63 |
| 持续时间/s | 0.5 | 3 |

### 18.4.2.2　电弧试验

为了检测内部故障电弧是否会损坏外壳，需要对 GIL 做电弧试验。在该试验中，电弧电流为 50 到 63kA，持续时间为 0.33s 到 0.5s 之间。结果表明，电弧对外壳造成的损伤极小。图 18.12 表明了经过测试之后，只引起了一点点的失真。由于隔室大约有 20m 长，压力是缓慢地上升的。图 18.12 为经过电弧测试后 GIL 的内景，可以看出几乎没有什么损坏。抗电弧破坏能力意味着 GIL 具有自愈能力，这一点和 OHL 相似。

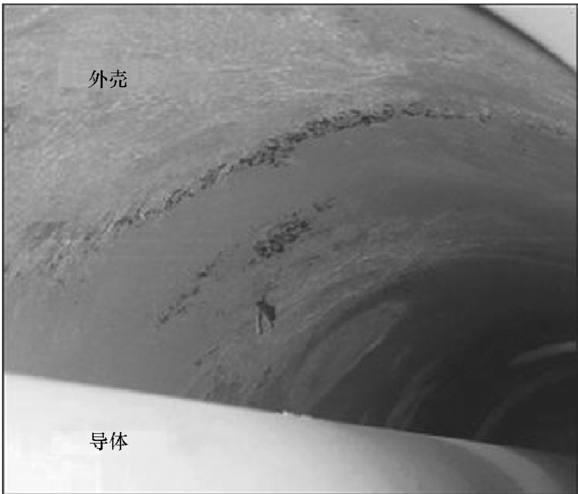



图 18.12　经过 63kA 的短路电流且持续 0.5s 后，GIL 的内部结构图（德国埃尔兰根西门子）

电弧试验结果总结如下：

1）在试验过程中和试验之后，对设备没有造成额外的影响；

2）外壳没有被烧穿，在

外壳和导体上只观察到了轻微的材料损坏；

3）件上压力的增量很小，即使是破裂片也打不开；

4）与纯 $SF_6$ 气体中相比，在混合气体中，电弧的特性曲线更加平滑（比如大的电弧直径和低的电弧滑过速度）；

5）树脂绝缘也没有受到明显的影响。

上述结果表明，使用 GIL 是安全可行的。在产生内部电弧的情况下，外部环境也不会受到影响。即使是沿隧道敷设的 GIL，也不会对在隧道或街道上的人体产生影响。所以 GIL 可以在交通地段、火车隧道和街道使用。

#### 18.4.2.3 电介质试验

在柏林的西门子高电压实验室中，已经有能测试电介质性能的装置（如图 18.13 所示），柏林的 IPH 实验室中也有。按照 IEC 62271－204 标准，对沿隧道敷设和直埋的 GIL 进行试验。气压设定在绝对值 7bar。测试参数如表 18.4 所示。试验中分别改变 15 个正面因素和 15 个负面因素。工频耐受测试电压持续时间为 1min，所有的测试结果都是合格的。



图 18.13　高电压试验装置（德国埃尔兰根西门子）

### 18.4.3 长时间尺度测试

为了检测 GIL 是否具有实用价值，需要在实际条件下进行检测[23]。因此在现场安装了直埋 GIL，隧道由钢管构成（总长度：70m）。GIL 埋在泥土中（总长度：100m）。测试参数如表 18.5 所示。

表 18.4 电介质试验参数（在 7 bar 的气压下）

| GIL 测试参数 | | |
|---|---|---|
| | 直埋和沿隧道敷设相结合 | 直埋敷设 |
| 设备最大电压 $U_m$ | 420kV | 550kV |
| 交流耐压测试，1min | 630kV | 750kV |
| 雷电冲击测试 | 1425kV | 1600kV |
| 操作冲击测试 | 1050kV | 1200kV |

测试参数由直埋和沿隧道铺设的典型应用中获取。沿隧道敷设的 GIL 采用低电压进行测试，结果表明此类 GIL 适用于大都市中，由于常常和电缆相连接，因此过电压水平较低。对直埋的 GIL，使用更高的电压进行测试，此类 GIL 比较典型的应用是作为 OHL 的一部分，由于雷电的作用，其过电压较高。在任何情况下，试验电压都可用于直埋和沿隧道铺设的 GIL 中。

可以通过改变强流和高压的持续时间，来形成最大的应力对 GIL 系统进行加热和冷却。经过 12h 或者 24h 后，将电流减小到零，此时机械应力最大，GIL 处于冷却过程时对 GIL 施加电压。试验结果如表 18.6 所示。

整个试验过程持续了 2500h，表明在过电压（双重值）和机械压力下，GIL 的使用寿命为 50 年，完整的测试过程如图 18.14 所示。

GIL 导体和附件温度，以及 GIL 由于热膨胀造成的位移，在负载周期内都可测量出来。所有的测试都取得了理想的结果。

表 18.5 损坏后的调试测试参数

| | GIL 测试参数（沿隧道敷设） | | GIL 测试参数（直埋） | |
|---|---|---|---|---|
| 调试 | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 630kV | 交流耐压测试，10s | 550kV |
| | 雷电冲击测试 | 1300kV | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 504kV |
| | 操作冲击测试 | 1050kV | 雷电冲击测试 | 1140kV |
| 修复后再调试 | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 630kV | 交流耐压测试，10s | 550kV |
| | 雷电冲击测试 | 1300kV | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 504kV |
| | 操作冲击测试 | 1050kV | 雷电冲击测试 | 1140kV |
| | 交流耐压测试（48h，带 PD 监视器） | 480kV | | |
| 最终测试（沿隧道敷设，2500h 后；直埋方式，2800h 后） | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 630kV | 交流耐压测试，10s | 550kV |
| | 雷电冲击测试 | 1300kV | 交流耐压测试，1min（带 PD 监视器） | 504kV |
| | 操作冲击测试 | 1050kV | 雷电冲击测试 | 1140kV |
| | 交流耐压测试（48h，PD 监视器） | 480kV | | |

表 18.6　负载周期测试

| GIL 测试参数（沿隧道敷设） | | | GIL 测试参数（直埋） | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 负载周期 | 整个过程 | 2500h | 负载周期 | 整个过程 | 2880h |
| | 一个周期 | 12h | 改变参数 | 一个周期 | 12h/24h |
| | 周期数 | 210 | （每隔 480h） | 周期数 | 120/50 |
| | 热电流，7h | 3200A | | 热电流，8h | 4000A |
| | 高电压，5h | 480kV | | 高电压，4/16h | 480kV |
| 即时测试（每隔 480h） | 操作冲击测试 | 1050kV | 即时测试（每隔 480h） | 雷电冲击测试 | 1140kV |

来源：德国埃尔兰根西门子。

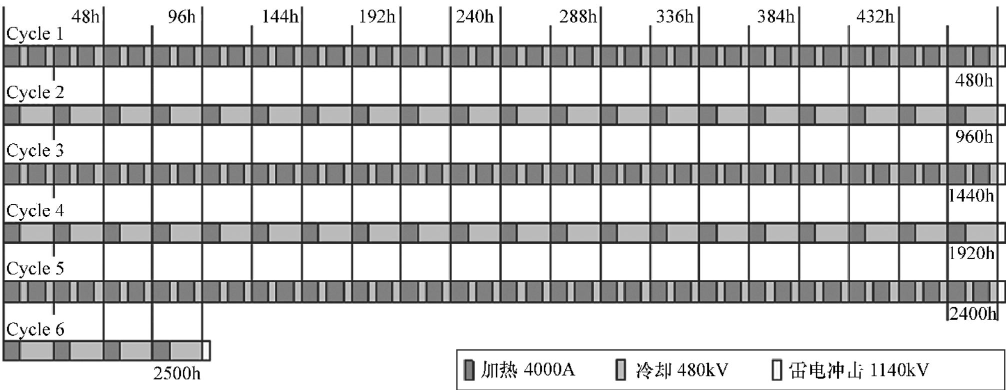



图 18.14　直埋 GIL 的长时间测试。对于沿隧道铺设的 GIL，周期 1 的测试结果可用于整个周期中（德国埃尔兰根西门子）

### 18.4.3.1　沿隧道敷设 GIL 的长时间尺度测试

将 70m 长的原型组件，安装在直径为 3m 的混凝土结构隧道中（如图 18.15 所示）。图中包括了典型的 GIL 所有的主要组件，包括隧道的支持绝缘子。隧道部分是在地下 20 ~ 40m 的混凝土单元。随着挖掘技术以及控制测量技术的提高，挖掘的成本也会大幅下降。

图 18.16 为测试装置的俯视图，其中包括 50m 的直线单元、弯角单元以及为适应方向改变而另外设置的 20m 直线部分。轴向补偿器可补偿负载周期内外壳的热膨胀量。隔离单元将 GIL 与高电压、大电流的线路隔离开。GIL 内的滑动接触补偿器可在支持绝缘子上滑动，以补偿导体的外部热膨胀量。

每一小段 GIL 都由轨道焊接设备焊接起来，如图 18.17 所示。轨道焊接设备具有高度的自动化，并能提供高质量、高效率的焊接保证。利用轨道焊接设备和自动化超声测量装置，能提供 100% 的焊接质量保证，可以确保外壳气密性良好，使气体泄漏率接近零。



图 18.15　GIL 双系统的长时间测试的隧道调整（德国埃尔兰根西门子）

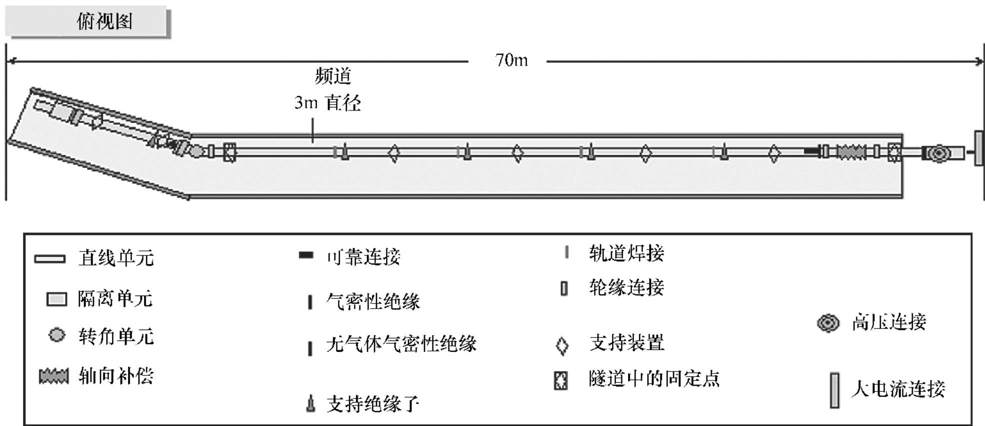



图 18.16　长时间测试装置的布置（德国埃尔兰根西门子）

在高机械应力和电气压力的长时间测试中，大约 960 个小时后，就要进入维修阶段，需要将整个管子替换掉，如图 18.18 所示。更换每一小段 GIL，都需要重新进行高电压测试，并且要求在一个星期内完成。结果表明，GIL 可以在原地完成修复过程并继续正常投入使用。整个修复过程只需要一些简单的工具，并且能在很短的时间内完成。

现场进气气体混合采用了一种最新研发出的由计算机控制的气体混合装置，可



18. 17　计算机控制的现场焊接操作（德国埃尔兰根西门子）



图 18. 18　用锯子切外管（德国埃尔兰根西门子）

以保证气体混合过程不间断，以及很高精度的气体混合。气体混合物可存储在标准高压气体间隔中（压力高达 200bar），可循环使用。

#### 18.4.3.2　直埋 GIL 长时间尺度测试

对直埋 GIL 进行长时间的测试，要使用长达 100m 的测试装置。如图 18.19 所示为现场布置图。铺设过程都是在实际条件下完成的。在实际条件下安装 GIL，证明了这种方式的实用性和经济性。

这里描述的沿隧道铺设的 GIL，首次采用 $N_2-SF_6$ 混合气体作为绝缘介质进行长时间测试。该测试包括使用时间超过 2500h（模拟使用寿命超过 50 年）的特高压测试，并且设置了一系列的扰动，来仿真修复的过程。结果再次表明，GIL 有出色的表现和高可靠性[22,23]。

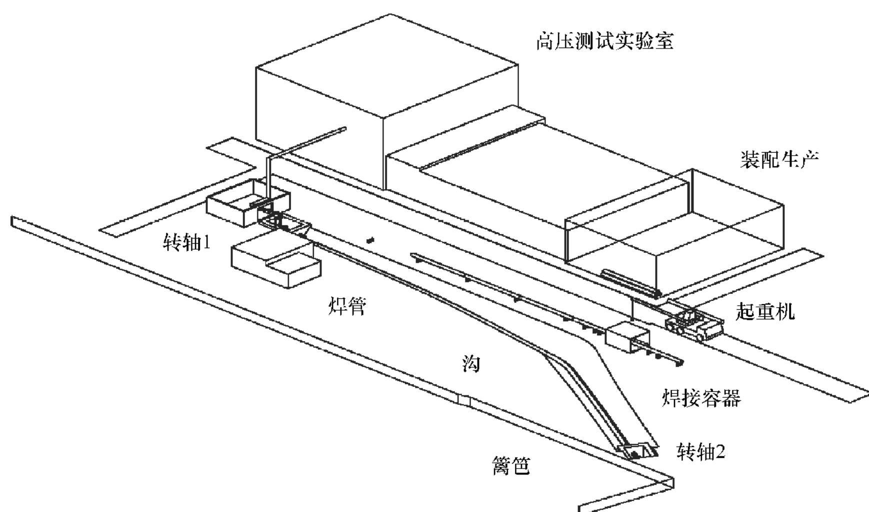



图 18.19　直埋 GIL 长时间测试的现场布置图（德国埃尔兰根西门子）

图 18.19 为柏林 IPH 高压实验室对转轴 1 进行的高压测试。包括松紧带和直埋转角模型在内的长 100m 的直埋沟，从转轴 1 开始，一直到转轴 2 的末端。在转轴 2 处，接地开关靠近接地电流回路，电流注入装置在转轴 1 处。直埋 GIL 的末端的转轴结构可以调节相应的热膨胀量。具有远程通信能力的二次设备也安装在 GIL 末端。

使用起重机将 GIL 单元从附近的集合地运输到沟旁边的焊接地点，轨道焊接机器将各小段的 GIL 焊接起来。最后在沟边上或在转轴结构处完成最终的现场组装工作。具体的安装地点取决于当地实际条件。在最终位置完成 GIL 的敷设工作。图 18.20 为用起重机挖的直埋沟，沟形状是球形的，弯曲半径为 400m。

挖沟并敷设 GIL 的工程进度效率很高。GIL 附近的外部热膨胀量，需要由周围材料的摩擦力来抵消。该材料必须具备良好的散热能力，及时将 GIl 产生的热量散

发掉。GIL在传输2250MVA的电能时，导体与地的温度差不应超过50℃。

需要对GIL进行机械和电气的测试来检验直埋GIL的特性。对直埋GIL的特性以及对相关的二次设备的检测结果如表18.7所示。

另外，需要使用GIL中二次设备的一些典型元件来进行测试。在线测试中，需要使用PD测量装置。来持续地监视气体的特性，如温度、压力等。同时，也需要使用测量电弧发生位置的传感器。使用无线电传感器来测量导体中气体的温度和密度，也可测量外壳的温度。从转轴结构处开始，用传感器进行沿线的数据采集，来研究GIL机械特性，这些传感器以大地或建筑物为参考记录GIL的位移。



图18.20　敷设过程中的55m长的沟的一部分及沟的实景（德国埃尔兰根西门子）

在对GIL进行长时间测试中，需要记录描述GIL必要的物理变量和用于计算的参数等。同时也要记录由电压和电流对系统造成的电气压力，前述的温度以及位移等物理量。

**表18.7　调试记录**

| 压力测试 | 验证每个压力容器 |
|---|---|
| 对混合气体进行气密性测试 | 检查法兰连接的混合比 |
| | 灌装压力 |
| 腐蚀保护 | 10kV/1min |
| 涂层电压测试 | 主要回路 |

来源：德国埃尔兰根西门子。

#### 18.4.3.3　测试结果

##### 18.4.3.3.1　散热方面

GIL和它周围的土壤形成热耦合系统，内部热量由导体及其附近的电流产生。对流和辐射将热量从导体传到外壳上，其中导体中的环流造成的热传递是很小的。这部分热量，再加上由附近的焦耳效应产生的热损失，散失到泥土中，散发到泥土

表面后，通过对流作用散发到空气中。柏林实验室中的很多文件中都有关于土壤特性的描述。

对 GIL 的热性能进行非稳态研究之前，需要先考虑土壤中导体的机械特性，圆柱形空腔中的自然热对流，以及土壤表面和空气交界面的热对流和热辐射，建立稳态模型。该热系统分为两个部分，即导体和土壤，模型中要考虑到每一个部分发生的物理现象。首先采用合适的元件模型（FEM）算法（ANSYS 系统），来检验所建立的计算模型的准确性，再对直埋 GIL 的热特性进行不稳定分析。

**18.4.3.3.2　计算模型**

采用有限元法进行计算。遵循 IEC 60287 标准，建立一个热稳定模型，然后再计算热损失、热传递系数和热阻抗等参数[22,24]。在暂态计算中，这些参数可当作不变的常量。

GIL 横截面的计算遵循如下参数：

盖高 $h=0.7$m（第二个位置采用 $h=2.6$m）

导热系数，$l=1.6$W/m K

土壤温度，$T_s=15$℃

土壤温度初始值，$T_i=20$℃

实验首先需要在线路的两头和线路中间测量出土壤的热阻。在这三个地方中，测量深度在 0.9 ~2.3m，测量出的平均热阻在 0.46 ~0.8mK/W，测量值中的极大值和极小值之间有将近 70% 的差。结果表明，测量值和平均值之间有较大的分散性。计算所采用的热阻是测量的平均值。

计算的边界条件为：

1）土壤和空气的交界面：热传递系数为 20W/$m^2$ K

2）空气温度采用正弦函数对测量出的空气温度做一个近似

3）土壤稳定：15℃（距 GIL 20m 远）

4）土壤温度初始值：20℃

5）平分线：热损失 0W/$m^2$（对称条件）

在如下负载周期内进行计算：

短周期

1）8h，$I=4000$A，loss =145W/m

2）4h，$I=0$A，loss =0W/m

长周期

1）8h，$I=4000$A，loss =145W/m

2）16h，$I=0$A，loss =0W/m

#### 18.4.3.3.3 计算和实验结果比较

为了比较计算温度和测量温度，需要对 GIL 进行全程仿真分析。该试验和计算比较的温度数据，是在地下深度为 1m，并且持续了 16 天测量的（从 1999 年 9 月 1 日到 1999 年 9 月 16 日），并且分别在低于和高于外管两个条件下进行。计算结果和实际测量的结果相当吻合。最高温度缓慢上升，8 天后达到 35℃。冷却阶段持续时间从 4h 延长到 16h，这也就是为什么 GIL 的温度会下降（如图 18.21 所示）。在这种情况下，外壳的最高温度不足 33℃。

然而计算表明最高温度出现在外管的下侧周边部分，这是因为在计算中未考虑到内导体向外管的自然热辐射的影响。外管上部和下部温度的不同是由于土壤阻值不同。

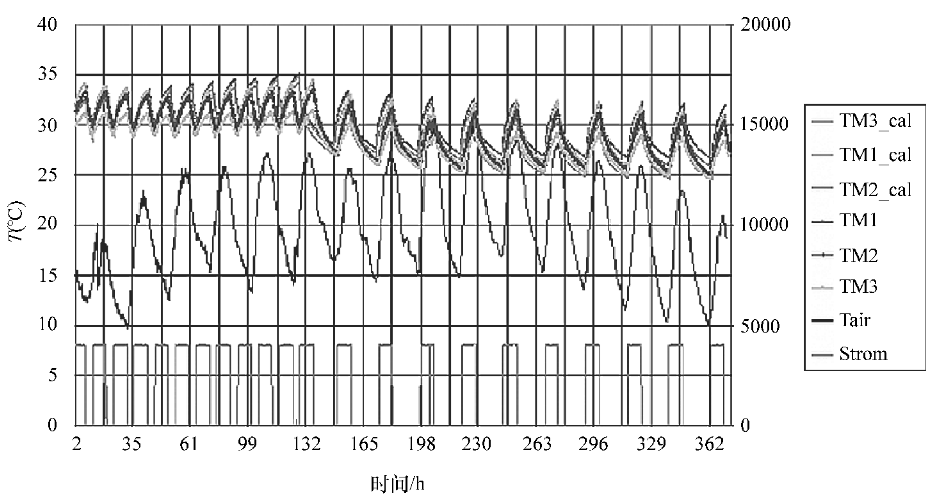



图 18.21 短周期和长周期下，在过负荷情况下，对直埋 GIL 进行长时间测试，仿真与实验结果比较（德国埃尔兰根西门子）

图 18.22 展示了在加热阶段，土壤经过 188h（7.8 天）后的温度分布情况。假设实验中测量的温度为空气温度的边界条件。由于空气和土地表面的热传递，白天和晚上的温度分布是不同的，因为空气温度在晚上要低一点。GIL 在晚上散热效果要好一点，因为晚上土壤的温度有所降低。晚上和白天空气温度的变化，并不会对 GIL 温度分布产生明显的影响，而土壤温度的变化，更多是受负载变化的影响。

同样的时间段内（从 1999 年 9 月 1 日到 1999 年 9 月 16 日），测量深度为 2.9m 处，进行进一步的模拟实验。结果表明，测量的和计算的结果也相当吻合。

计算结果显示，底部和顶部的温度比边缘上的温度略高一点，但温度差不足 2℃。底部的温度比顶部的温度要稍微高一点（$DT=0.5$℃）。和计算结果相反，实

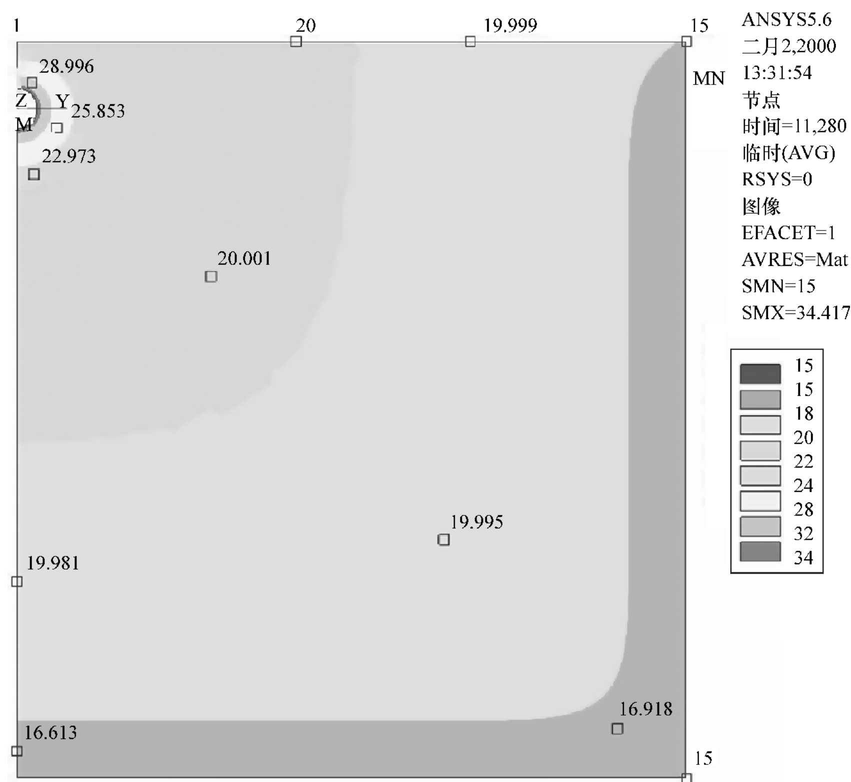



图 18.22　$t=188h$，深度为 1.2m，加热阶段时的温度分布（德国埃尔兰根西门子）

验结果表明，底部、顶部和边缘上的温度相差比较大，顶部要高一点，底部要低一点。这说明管子的环境温度不是常量，因为在计算中没有考虑到外管和内导体间的自然热对流的影响。

**18.4.3.3.4　机械方面**

在直埋 GIL 的中间部分设置的测量点，只记录了一些轻微的变化。测量误差为 -1.1 ~0mm 之间，这和转轴 1 方向上，松紧带边上的管子发生的绝对位移是相对的，并且和最长的 GIL 部分相连接，如图 18.19 所示管子的两个部分可以当作粘附力区。

在转轴末端测量部分设置的测量点处，可以测量出为响应外管变化而膨胀所产生的位移量。管子的位移测量如图 18.23 所示。外管第一个横截面的温度变化发生在距转轴 9m 处，一般来说，短周期是在 28 ~34℃之间（DT =6℃），长周期是在 25 ~33℃之间（DT =8℃）。在此时段中，转轴的封闭管中位移在 -3.4 ~ +0.8mm 之间，这和绝对位移 4.2mm 是相对的（见表 18.8）。

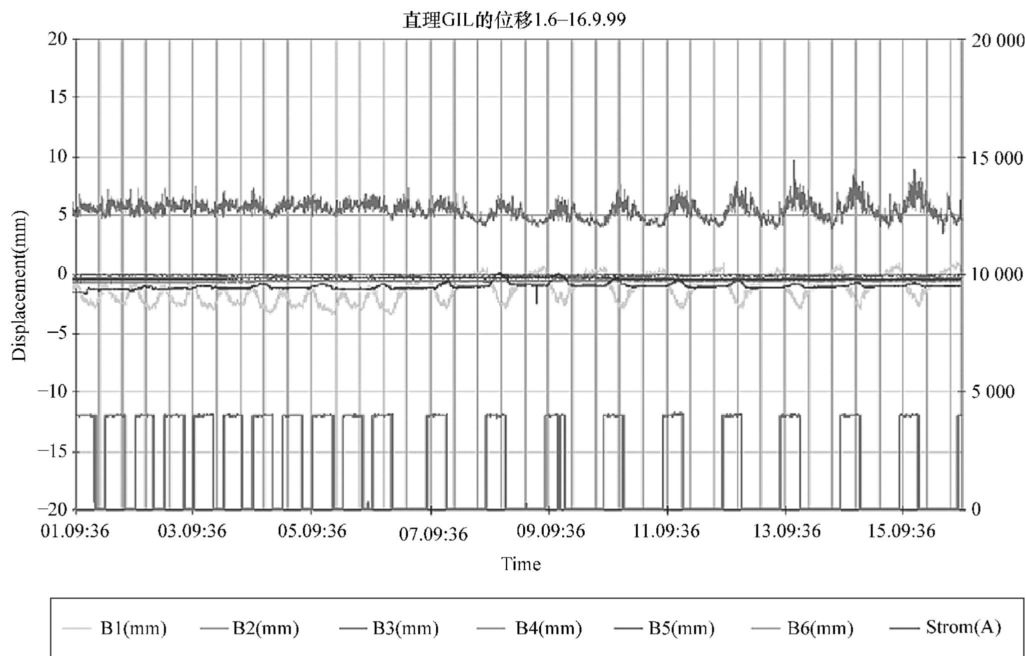



图 18.23　直埋 GIL 长时间测试下，外管的位移（在机械方面）（德国埃尔兰根西门子）

**表 18.8　长时间测试 GIL 发生的位移**

| | 位移/mm | 绝对位移/mm |
|---|---|---|
| Pt2 | -0.6/-0.4 | 0.2 |
| Pt3 | -0.5/-0.3 | 0.2 |
| Pt4 | -0.1/0 | 0.1 |
| Pt5 | -1.1/-0.6 | 0.5 |

来源：德国埃尔兰根西门子。

## 18.5　GIL 的优点

GIL 常用于大容量、远距离输电，其传输电流可达到 4000A，沿隧道铺设的或直埋的 GIL，输送距离通常可达到几千千米。由于 GIL 是气体封闭系统，其在绝缘方面的电气特性和 OHL 相似，这一点对于实际操作运行很重要。并且气体不存在老化问题，所以基本上对使用寿命没有限制，这使得 GIL 具有巨大的成本优势。

在现有的传输系统中，包括 OHL 系统和电缆线路，GIL 导体的横截面比较大，故线损最小，也就是运行成本较少，并且由于减少了能源的消耗，GIL 对减轻全球气温变暖也有一定的贡献。

GIL 的安全性也很好，坚固的外壳能提供可靠的保护。即使内部发生了故障，金属外壳也能承受故障所带来的压力。GIL 系统固有的安全性，如没有采用易燃的

材料等，使 GIL 很适合在街道、桥梁等场合中使用。如果是使用现成的隧道，则可大幅降低成本，也能解决环境问题。并且由于 GIL 容性负载比较低，长度可达到 100km 及以上。

为不使传输容量降低，在某些不适合使用 OHL 场合使用 GIL 是一个技术可行的解决方案。

### 18.5.1　安全与气体处理

GIL 是一个充满气体的高压系统。混合气体通常由 $SF_6$ 和 $N_2$ 组成，并且是惰性的无毒的。7bar 的充盈压相对来说是比较低的。金属外壳可靠接地，且外壳壁较厚，能很好地保障人员安全。使用机械轨道焊接操作，保证了寿命周期内每小段 GIL 之间良好的气密性。

即使发生了通常不会发生的内部故障，金属外壳也能承受住内部电弧的作用，不会对周围物体产生影响。在实验室中进行的电弧测试结果表明，在故障电流高达 63kA 时，外壳也没有出现烧穿现象。并且，在故障期间，GIL 内部压力也没有出现过大的增长。即使故障产生电弧时，也没有绝缘气体泄漏到空气中。

对 $N_2-SF_6$ 混合气体的处理，可以使用一些装置对气体进行排空、隔离、存储及填充等操作。图 18.24 展示了用于处理气体绝缘的所有设备。按照要求，在气体混合装置中将 $SF_6$ 气体和 $N_2$ 进行混合填充（5）。由于系统的气密性很高，所以第一次的填充质量对 GIL 的寿命影响很大。对一个空的 GIL，在真空环境下倾入气体（1），过滤，并隔离气体（2）。$N_2-SF_6$ 混合气体中，$SF_6$ 占的比重较小（1% ~5%），因而能在 200bar 的高压环境下，存储于标准的钢瓶中（3）。3 套钢瓶可以存储 1km 线路所需的气体量。纯净的 $SF_6$ 气体以液态形式储存（4）。需要

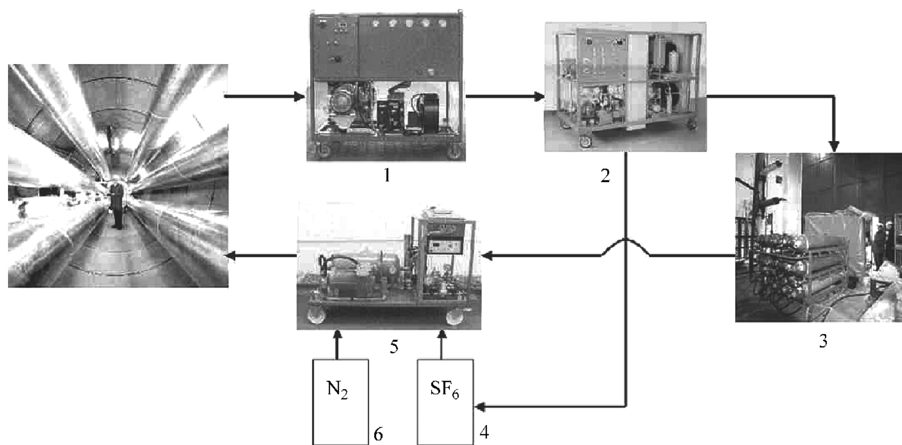



图 18.24　气体处理装置

1—抽空泵　2—气体分层装置　3—气体混合存储　4—$SF_6$ 气体容器　5—气体混合装置　6—$N_2$ 容器（德国埃尔兰根西门子）

采用气体混合装置向 GIL 中注入气体（5），气体混合装置包括对温度、湿度、$SF_6$ 气体百分比和气流进行持续监测的系统。向混合气体装置注入纯 $N_2$（6）和纯 $SF_6$ 气体（4），在混合气体中，$SF_6$ 气体的占比较低。该混合装置可用于调节 $N_2-SF_6$ 混合气体中各气体成分所占的比重，比如，使 $N_2$ 占 80%。

这些处理气体的装置，实现了混合气体的使用和循环使用。通常情况下，考虑到气体的重新使用，$SF_6$ 和 $N_2$ 并不会完全分离开来。正如在 GIS 中，$SF_6$ 气体制造商可以使 $SF_6$ 气体完全分离开。因此，可以满足 IEC 60480[13] 和 IEC 62271－4[3] 的标准。

## 18.5.2 磁场

### 18.5.2.1 一般情况

磁场会使电气设备受到干扰。比如在磁场≥2μT 的环境下，电脑处理器之类的装置可能会受到影响。并且磁场也可能会对生物体造成伤害，比如对人体造成伤害，这也是公众热议的话题。国际防辐射保护组织（International Radiation Protection Association，IRPA）规定了人类所能承受的最大磁场强度为 100μT。从 1997 年开始，德国就从法律上要求，必须要达到该标准[25]。

如今，一些国家都制定了对磁场的限制标准。比如欧洲、意大利、瑞士等，首先制定了这种标准。按照瑞士 NISV 的标准，建筑区内的磁场不应超过 1μT[26] 有些特殊情况是被允许的。在意大利居民区内，磁场不能超过 0.5μT。新系统的磁场，最大可允许 0.2μT。这些趋势表明，在未来的电力传输系统中，必须要降低磁场的影响。

GIL 是可靠接地的系统，因而通过外壳回流的电流大小和导体中的电流相当。使得 GIL 的外部磁场很低。在日内瓦的 PALEXPO 工程中的，GIL 能满足未来的高标准要求，并符合欧洲的法律标准。

### 18.5.2.2 日内瓦的 PALEXPO 工程中限制磁场措施

在日内瓦的 PALEXPO 工程中，对电流为 2×190A，GIL 双系统，采取了磁场限制措施。基于以上测量值，在 2×1000A 负载下，可计算出磁感应大小。在 GIL 双系统间的内部隧道，最大的磁感应强度可达 50μT。

GIL 线路中右直角处的磁场情况，如图 18.25 所示。在高于隧道 1～5m 处进行磁场的测量，也就是相对于街道和 PALEXPO 工程展览馆的地板的测量水平。结果表明，建筑地板上的磁感应水平，是符合瑞士关于磁场辐射的相关标准的。在隧道之上 1m 处的最大磁场强度可达 5.2μT；在隧道之上 5m 处的最大磁场强度可达 0.25μT。该磁感应水平是德国允许磁场值的 0.25%[14]，瑞士新标准的 25%[26]。

值得注意的是，对于交叉粘合的高电压电缆线路来说，需要在地下 30m 处敷设才能满足相关的标准。在电缆系统中可以有很多方法减弱磁场。比如采用铁磁屏蔽、补偿导线或者在钢管中铺设等。表 18.9 提供了 400kV 系统的不同点的比较。

**表 18.9　400kV 系统的不同点的比较**

| | 1×2500，交叉粘合 | VPE－电缆 2XS（FL）2Y[1]<br>OHL 4×240/40 Al/St | GIL[1] 520/180 |
|---|---|---|---|
| 标称电流/kV | 400 | 400 | 400 |
| 热极限负载/MV·A | 1080 | 1790 | 1790 |
| 过负荷（60min） | 1.2 次 | 1.2 次 | 1.5 次 |
| 无功补偿 | 需要 | 不需要 | 不需要 |
| 2×1000MV·A 的磁感应/μT | 29 | 23.5 | 1.4 |
| 1000MVA 的热损失[2]/(W/m) | 71 | 194 | 43 |
| 对外影响（环境，动物） | 无 | 有 | 无 |
| 火灾表现 | 火灾荷载 | 无额外火灾荷载 | 无额外火灾荷载 |
| 故障下对相邻相的破坏 | 可能 | 不可能 | 不可能 |
| 维修 | 免费维修[3] | 需要 | 免费维修[3] |

来源：德国埃尔兰根西门子。

① 沿隧道铺设，自然冷却，地上 2m。

② 导体温度 20℃。

③ 仅对直埋 GIL 进行防腐蚀测试。

在 PALEXPO 工程中的计算和测量结果表明，除了 GIL 本身，地下系统中的电流分布对磁场强度也有很大的影响。沿着 OHL 把电流导入地下之后，再传到 GIL 中。距离 GIL20m 处磁场明显增加，这和地下电流的分布是密切相关的（如图 18.25 所示）。

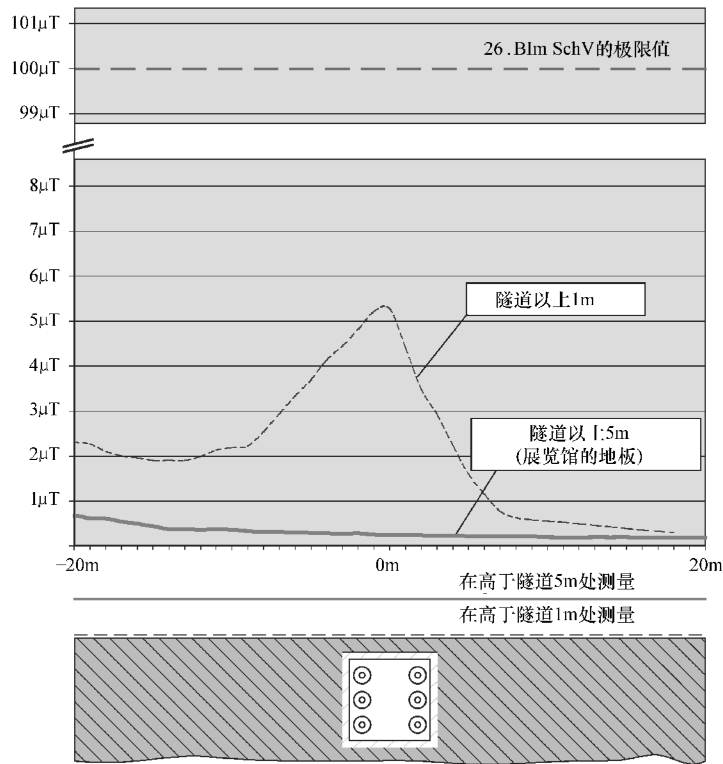



图 18.25　日内瓦 PALEXPO 工程中，标称电流为 2×1000A，在 GIL 隧道之上的磁感应强度的测量值（德国埃尔兰根西门子）

GIL 沟之上的磁感应很小，即使在满载的情况下也能满足瑞士的相关标准。然而结果表明，在系统设计时，也需要考虑由接地系统感应出的磁场。所有关于 GIL 磁感应的测量值和计算值，与传统的电缆线路和 OHL 相比都要小得多。

## 18.6 第二代 GIL 的应用

### 18.6.1 沿隧道敷设的 GIL

第二代 GIL 第一次应用是在 2000 年 9 月到 11 月之间。PALEXPO 工程经过 3 个月将 OHL 系统转移到地下隧道中，如图 18.27 所示。2001 年 1 月，该线路再次进行通电。

图 18.26 展示了相关线路材料运输到预装配区域的场景。预装配工篷直接设置在 OHL 下方，街道与隧道连接的转轴上方。因为一边有飞机跑道，一边有通往法国的高速公路，装配空间明显受到限制。该项工程的顺利完成表明，即使是 GIL 长线路，也可在合理的时间内完成。铺设线路过程的高度自动化，保证了整个施工的高质量，不会出现任何故障。




图 18.26　线路材料运输到预装配区域（德国埃尔兰根西门子）

在吊起 GIL 时，预置的工篷直接就放在铁塔边上（如图 18.27 所示）。飞机场和通往法国的高速公路间狭小的空间，有利于对现有的 OHL 进行操作。162 个长 14m 的直线 GIL 单元，都已经运输到预置区。然后放入隧道，然后焊接起来，一直敷设到铁塔的尽头。基于以前的经验，敷设 GIL 的效率可以达到原来的两倍。

PALEXPO 工程从 2000 年 9 月开始施工，经过 3 个月后竣工。双回路的 OHL，

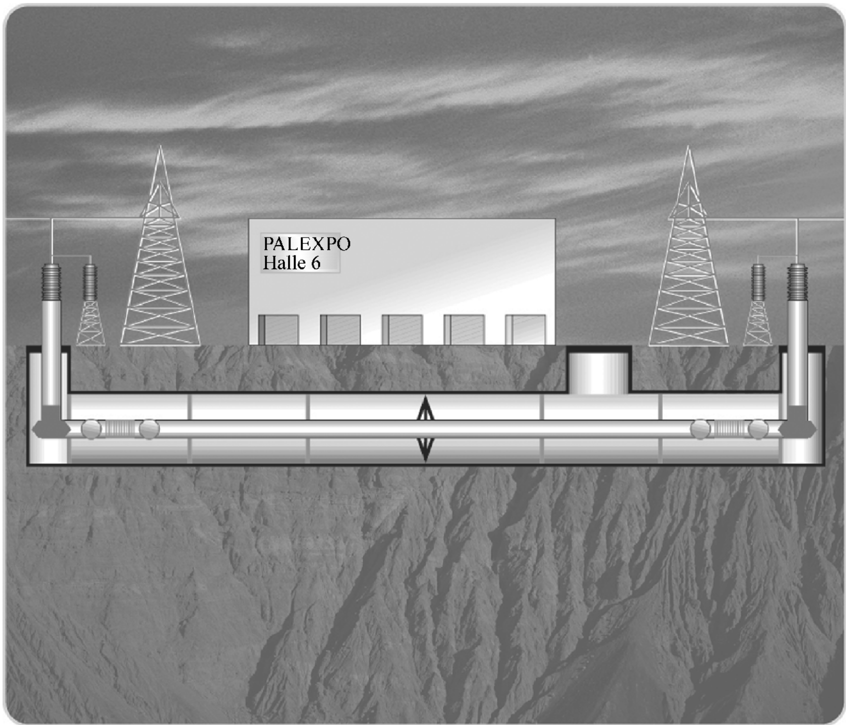



图 18.27　PALEXPO 工程原则（德国埃尔兰根西门子）

通过 GIL 被转移到地下的隧道中（见表 18.8 所示）。GIL 铝合金管道（最小半径为 400m）中的松紧带，可以帮助 GIL 线路很好地沿着隧道的路线敷设。

PALEXPO GIL 的相关技术数据如表 18.10 所示。沿隧道敷设的 GIL 的传输容量不比 OHL 系统少。避雷器安装在 GIL 的终端处。

为了实现对 GIL 的控制，要安装能测量气体密度的二次设备。电气测量系统通常用来测量电弧产生的位置，测量出 GIL 末端的电气信号，可以将故障精确地定位到误差在 25m 的范围内。

**表 18.10　PALEXPO GIL 的技术数据**

| 类型 | 设计 | 工程 |
|---|---|---|
| 标称电压 | 420kV | 300kV |
| 标称电流 | 3150A/4000A | 2000A |
| 雷电过电压 | 1425kV | 1050kV |
| 操作过电压 | 1050kV | 850kV |
| 工频过电压 | 650kV | 460kV |
| 额定短路电流 | 63kA/3s | 50kA/3s |
| 额定气压 | 7bar | 7bar |
| 混合气体 | 80% $N_2$，20% $SF_6$ | 80% $N_2$，20% $SF_6$ |

来源：德国埃尔兰根西门子。

考虑到高压传输系统的重要性，尽管有安全约束，运行人员也要努力保证在施工的全程中线路处于正常运行状态。在 GIL 测试和连接的过程中，要暂停 3 个星期[32]。

## 18.6.2 直埋 GIL

400kV 直埋 GIL 的首次使用，是通过400kV 的输电线路连接法兰克福机场和凯尔斯变电站，线路通向新飞机场的北跑道。线路传输容量为 1800MVA。GIL 有两个主要的优点，即具有一定的承担过负荷能力以及对外磁场强度很低。通过套管将 GIL 和 OHL 相连，OHL 双系统线路即可通过 GIL 双系统，实现从地下走线。

该工程的技术数据如表 18.11 所示。GIL 的外管直径为 500mm，绝缘气体采用 80% $N_2$ 和 20% $SF_6$ 组成。

**表 18.11　400kV 直埋 GIL 技术数据**

| 类型 | 数值 |
|---|---|
| 标称电压 | 400kV |
| 标称电流 | 2500A |
| 雷电过电压 | 1425kV |
| 操作过电压 | 1050kV |
| 工频过电压 | 630kV |
| 额定短路电流 | 50kA/3s |
| 额定气压 | 8 abs. |
| 混合气体 | 80% $N_2$，20% $SF_6$ |
| 传输容量 | 1800MV·A |

来源：德国埃尔兰根西门子。

通过图 18.28 所示的松紧带实现野外远距离的现场施工技术的。将单管运输到现场，然后现场进行焊接，形成长 1km 的 GIL 系统。长达 4km 的管子，要花费 6



图 18.28　凯尔斯工程中的法兰克福飞机场的双回路 400kV GIL 线路

个月的时间才能完成。铺设 GIL 的过程与铺设石油、天然气管道类似。管子的外套采用聚乙烯（PE）材料，和主动式的防腐蚀保护相配套，以防被腐蚀。管子埋在沙子中，可以起到很好的散热效果。敷设时先把 GIL 埋到 1m 深后，再将整个沟填满。

从 2011 年 4 月到现在，GIL 一直处于安全可靠运行状态，持续地从凯尔斯变电站向法兰克福供应电能。你可以想象下次降落在法兰克福机场的场景。

## 18.7　质量控制与诊断工具

实际的 GIL 绝缘系统非常复杂，18.4.1 节中讲述了 $N_2$ - $SF_6$ 混合气体的固有绝缘强度会受到很多因素的影响。通常金属表面的粗糙度不会影响气体绝缘系统的正常工作[27]。对金属突出的部分和一些颗粒物也进行了相关的研究，很好地了解了它们带来的影响[28]。

统计表明，$N_2$ - $SF_6$ 混合气体的击穿电压和纯净的 $SF_6$ 气体的差异很小[29]。因此传统的 GIS 的测试步骤也可用来测试 GIL 耐受电压水平[27]。由于电压闪络情况呈统计分布[30]，输电线路绝缘配合（选取合适的测试电压）需要采用威布尔分布。GIS 有着超过 25 年的运行和操作经验，从统计结果来看 GIS 和 GIL 在高压环境下有着相似的电气特性，因此这些经验也可用于 GIL 中。

通过对质量进行有效控制，可以发现一些绝缘缺陷。常见的缺陷是出现一些移动颗粒物。在工频高电压测试中，可以通过一些调理方法消除其带来的影响[10]。在传统的具有复杂绝缘系统的 GIS 系统中，可以通过逐步向低压场区增加交流场压，来消除这些颗粒物。然而在 GIL 系统中，没有类似的自然消除粒子的方法。因此需要人造粒子陷阱，实践证明这种方法是很有效的。

现代检测技术已经成功地运用于检测和诊断故障。从实际中来看，VHF 技术的效果最好[10]。但由于信号衰减和传感器测量范围有限，限制了 VHF 的应用。在 GIS 中，这种衰减主要是由于锥形间隔造成的。传感器之间的最大距离通常不超过 20m。而在 GIL 中，VHF PD 测量技术可以在传感器间距离为几百米的条件下进行测量作业。这使得在 GIL 中可以使用特高频检测方法，正如在日内瓦工程中使用过的一样[11]。

与传统的 GIS 相比，在 GIL 中发生水分沿着外壳和绝缘子逐步扩散的现象要少一点。GIL 具有良好的气密性，绝缘材料的使用量比较低。绝缘子的绝缘质量可以通过传统的测量方法测量，避免使绝缘强度降低。

理论上 GIL 有很长的使用寿命，因此 GIL 具有比 GIS 更好的效果。即使使用了 30 年，GIL 依然可以保持正常运行[31]。GIL 和 GIS 使用的材料几乎相同并且 $SF_6$ 气体和其他相关的绝缘材料的使用量还要少一点。在 GIL 中也可以采用现代诊断和测试技术进行必要的质量控制。总而言之，工程实际证明，质量控制和诊断工具得

到了成功运用，GIL 可以成功投入实际运行。

## 18.8 腐蚀保护

在空气中或隧道中使用的铝管，需要在表面涂上氧化层，防止外壳发生腐蚀现象。氧化层厚度只有微米级，却可以起到很强的保护作用。在大多数情况下，即使在户外，也需要对铝管进行腐蚀保护，比如涂颜料。

对于直埋 GIL，也需要采取相应的保护措施。目前有两种基本的保护措施，即主动式防腐蚀保护和被动式防腐蚀保护。被动式防腐蚀保护是指额外增加一层具有无腐蚀性的材料，如聚乙烯（PE）、聚丙烯（PP）。主动式防腐蚀保护是指直接在外壳装设电压保护装置。

### 18.8.1 被动式防腐蚀保护

被动式防腐蚀保护广泛用于保护地下金属系统，防止被腐蚀。如石油管道、天然气管道以及其他的管道。

目前市场上有很多种通过在管道上施加保护层来达到防腐蚀目的的技术，作为被动式防腐蚀保护措施的一种，大多数方法都是使用相同的防腐蚀材料。首先需要对管道进行脱脂处理，可以使用酸性液体或机械刷子来除去表面的氧化层，通常将这两种方法结合起来使用。如果是为外管涂层，可以使用酸性液体。如果是采用机械的方法，可以使用刷子来刷表面，但通常也会和液体一起使用。这些过程和铝管、钢管是相类似的。在金属管道处理完毕之后，就可以在管道表面涂上第一道保护层，这道保护层厚度通常只有微米层。在这道保护层的上面，再涂上 3～5mm 的保护层，这道保护层主要是为了防止管道受到机械力的损坏。这种被动式防腐蚀保护有着很长的历史，并且积累了很丰富的实用经验。

图 18.29 为带有被动式防腐蚀保护的 GIL。该图的中间是准备焊接的管道外壳。在空白处的左边和右边，小黑带就是积极防腐蚀保护层。最右边和最左边是机械保护层，采用 3～5mm 厚的 PP 或 PE 材料。

在管子焊接完毕之后，需要对焊接区域进行保护。有很多可以采用的防腐蚀保护措施。图 18.30 展示了，防腐蚀保护措施的现场实施。在这种情况下，防腐蚀保护是采用收缩的方法。其他方法则需要采用颗粒或胶带，并且在工业中也得到了广泛的应用。

### 18.8.2 主动式防腐蚀保护

在主动式防腐蚀保护中，感应电流使金属外壳和土壤之间产生电位差。如果该电压水平相对于损失电压在 1V 左右，那么损失电极被腐蚀，而铝管不会被腐蚀。主动式防腐蚀保护通常作为被动式防腐蚀保护的备用。当被动式防腐蚀保护不起作



图 18.29　GIL 消极的防腐蚀保护（德国埃尔兰根西门子）

用时，主动式防腐蚀保护可以对管道进行保护。被动式防腐蚀保护在系统的寿命周期内随时可能失效，原因可能是受到外部冲击或保护材料受到破坏等。在这种情况下主动式防腐蚀保护就可起作用。

根据运行经验，在直埋管道中，被动式防腐蚀保护失效时常发生，使得主动式防腐蚀保护中的感应电流增加。主动式防腐蚀保护，使被动式防腐蚀保护失效不必立刻修复，使得 GIL 的使用寿命可以达到 50 年甚至更高。对被动式防腐蚀保护的修复，可以集中在失效的某一段上。石油和天然气管道的运行经验表明，采用这种方法可以在不打开管道的情况下进行修复，从而延长使用寿命。

主动式防腐蚀保护也叫做阴



图 18.30　现场对焊接区域进行防腐蚀保护——收缩的方法（德国埃尔兰根西门子）

极腐蚀保护，利用感应电流来调节保护电压。为了达到1V的保护电压，大约需要100μA的感应电流。而感应电流与整个被保护系统的表面，系统长度的增加及系统元件失效的数目等因素相关。由于电流很小，通常几千公里的线路，只需要一个直流电压源来保护。

为了进行阴极保护，GIL系统不能接地，也就意味着和地电位绝缘。为了达到1V的保护电压，地和GIL之间要通过去耦元件隔离。此类元件可以是一个电池或一个二极管。如果系统发生了接地故障，故障电流可以通过电池或二极管传导至地下。

在电气传输系统中，装设主动式防腐蚀保护是比较简单的，并且不会对电气传输系统产生干扰。具有高可靠性的管道和电缆也可用于GIL系统中。

## 18.9 电网的电压应力

### 18.9.1 过电压应力

GIL的典型应用是用1~10km长的GIL和400kV的OHL相连。OHL全程装设保护线。终端铁塔的高度大约为65m。铁塔的最大接地电阻大约为7.5W。

### 18.9.2 雷击产生的最大应力

基于OHL和绝缘子串的长度，以下对雷击产生的最大应力进行了评估，并用于计算GIL遭受雷击产生的最大应力。

远程雷击：2000kV和2100kV。

附件直接雷击：35kA和18kA。

雷击铁塔：200kA。

### 18.9.3 模型

对GIL遭受雷击后的应力计算采用以下模型：

传输

1）用1~10km长的GIL和400kV的OHL相连。

2）过电压由雷击OHL产生。

开口端

1）用1~10km长的GIL将变电站和一个开口端相连。

2）过电压由雷击OHL产生。

### 18.9.4 外部集成避雷器

为了对GIL在发生雷电过电压和操作过电压时进行保护，在OHL的终端要装

设外部集成避雷器，并在 GIL 的某个位置安装封装的金属氧化物避雷器。对于 400kV 的系统，接地故障因数为£1.4，外部集成避雷器有如下技术数据：

标称电压：$U_r = 322\text{kV}$。

持续操作电压：$U_c = 255\text{kV}$。

10kA 下的残压：$U_{10\text{kA}} = 740\text{kV}$。

封装的金属氧化物避雷器广泛用于德国的 400kV 系统中，考虑了 $U_r = 360\text{kV}$，$U_c = 288\text{kV}$，$U_{10\text{kA}} = 864\text{kV}$ 等。

## 18.9.5 计算结果

针对不同的运行方式，GIL 的长度，以及避雷器的应用场合，计算出了各种可能的最大过电压应力（取决于从左手边开始到 GIL 末端的距离）。在大多数情况下，最大过电压应力是由直击雷引起的。对应各种可能使用避雷器的场合，长达 1km 的 GIL 的最大过电压应力列在表 18.12 中，长达 10km 的 GIL 的最大过电压应力列在表 18.13 中。

**表 18.12　1km 长 GIL 基于运行方式及避雷器数量的最大过电压**

| 运行方式 | 避雷器集 | | 由附近直击雷引起的最大过电压/kV | |
|---|---|---|---|---|
| | GIL | 铁塔 L1/R1 | N2/35kA | N3/18kA |
| 运输 | 2 | — | 1013 | 913 |
| | 2 | 2 | 952 | 890 |
| 开端 | 2 | — | 1066 | 958 |
| | 2 | 2 | 989 | 938 |

**表 18.13　10km 长 GIL 基于运行方式及避雷器数量的最大过电压**

| 运行方式 | 避雷器集 | | 由附近直击雷引起的最大过电压/kV | |
|---|---|---|---|---|
| | GIL | 铁塔 L1/R1 | N2/35kA | N3/18kA |
| 运输 | 2 | — | 996 | 904 |
| | 2 | 2 | 983 | 890 |
| | 4 | — | 867 | 837 |
| | 4 | 2 | 842 | 829 |
| 开端 | 2 | — | 1048 | 950 |
| | 2 | 2 | 1035 | 940 |
| | 4 | — | 902 | 883 |
| | 4 | 2 | 893 | 877 |

### 18.9.6 绝缘配合

在绝缘配合中，GIL线路至少要达到几十千米，雷电过电压应力才会起决定性作用。和OHL相比，由于GIL的波阻抗较小，GIL引起的操作过电压会相对较低（GIL中的60W相对于OHL中的300W）。长度达到10km及以上的GIL的绝缘配合，主要是由雷电过电压决定。

由于已经掌握了大容量GIS现场测试的丰富经验，以下为选择长1km的GIL单元的测试电压提供一些建议。

#### 18.9.6.1 现场测试

进行现场测试是为了检验GIL在安装之后是否会出现异常情况。按照IEC 60071－2中有关安全因数的相关标准，$K_s$ 取1.15。耐受电压 $U_w \geqslant 1.15ULE_{max}$。$ULE_{max}$ = 计算结果中的最大过电压应力，应通过试验证实。

#### 18.9.6.2 型号测试（设计测试）

另一方面，当测试一个有代表性长度的GIL时，现场试验电压为80%的标称雷电耐受电压 $U_{rw}$。经过这些测试之后，按照IEC62271－204中的相关标准，在发生闪络之后，绝缘应可自动修复。

## 18.10 大功率互连系统的未来需求

### 18.10.1 都市地区

都市地区的负荷较为密集，尤其是在中心城区。由于居民区以及商业楼中有大量的空调负荷和其他的电气设备，每年电能需求量以10%的速度增长[32]。下面两幅图展示了在过去的30年里，都市的电能需求量的变化。

图18.31展示了1970年都市的电能供应情况。郊外发电厂发出的电能，通过420kV或550kV的架空线路和都市地区相连。变电站大多设置在都市附近，短路电流水平在40KA左右。很多变电站采用环状结构或旁路等形式建设在都市周边地区，以110kV电缆线路将电能传输到城市中心，再以中等水平电压进行电能分配。

从图18.32中可以看出，城市面积不断扩大，出现了更多的高楼大厦。大部分城市依然采用420kV或550kV的环网为城区供电，短路电流水平为50kA，局部地区还达到63kA。另一个郊外发电厂，通过环形结构相连。很多110kV电缆线路都直接深入到城区。由于空间的限制和绝缘的问题，很难建设1000kV的架空线路。世界范围内的运行经验表明，受到机械方面的限制，短路电流水平很难再超过63kA。所以为满足城市负荷的持续增长，唯一的方法就是通过地下400kV的输电线路将电能传输到城区。直埋或沿隧道敷设的GIL，为此提供一种很好的解决方案。

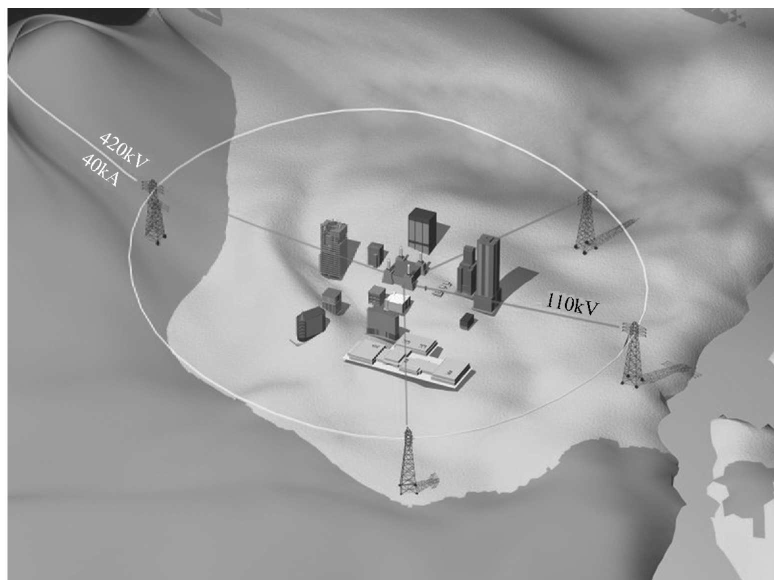



图 18.31　1970 年都市的电能供应（德国埃尔兰根西门子）

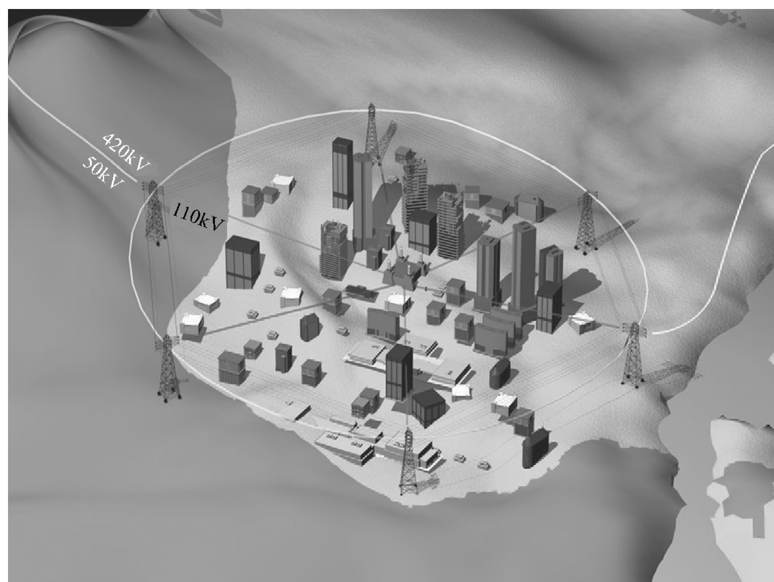



图 18.32　2000 年都市的电能供应（德国埃尔兰根西门子）

图 18.33 展示了 2010 年都市的电力供应情况。区域中出现了更多的建筑物，420kV/550kV 的短路电流水平为 63kA 的 GIL 双回路线路，以对角线形式连接，从地下通道深入到城市中心区。GIL 的长度达到 30 ~ 60km。允许一个闭环分解为两个开环运行时（闭环作开环运行时），短路电流会随之降低，直接以 400kV 高压 GIL 输电线路深入到都市中心区。GIL 在地下的连接方式，已经在第 4 章中讨论过了。

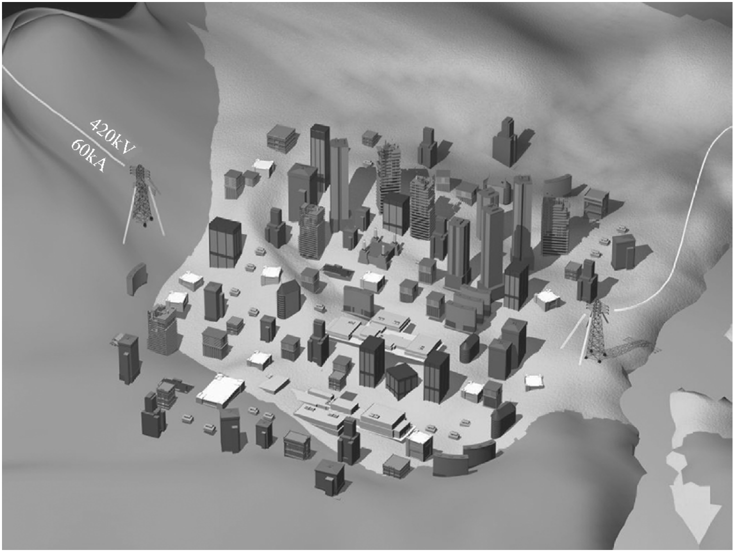



图 18.33　2010 年都市的电能供应（德国埃尔兰根西门子）

## 18.10.2　交通隧道的应用

GIL 可以使用交通隧道来进行敷设。因为有着火和爆炸的风险，这种新型的电气传输系统至少在现如今是不能实现的。GIL 具有坚硬的外壳，不会发生烧毁或者爆炸等情况，这一点已经在第 4 章中讨论过了。GIL 和交通隧道结合的情况如图 18.34 所示，给出了 3 个例子。第一个例子是在车辆隧道中，GIL 安装在隧道上方。

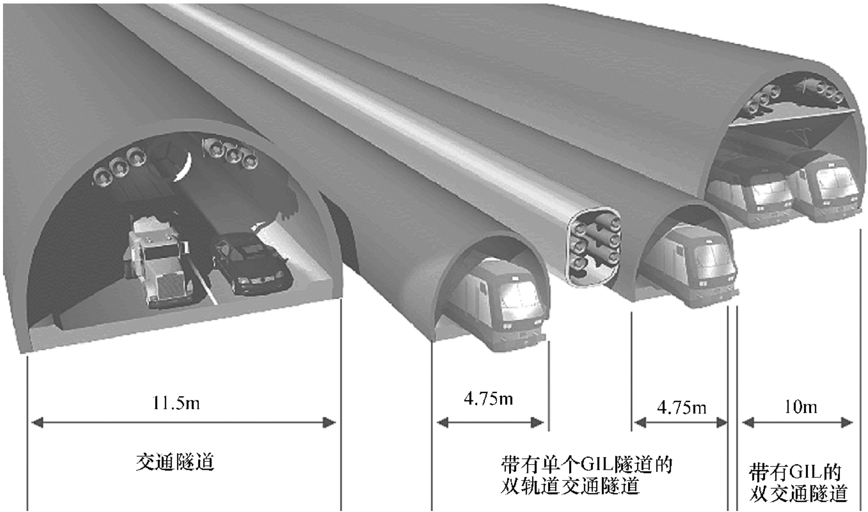



图 18.34　GIL 应用在不同的交通隧道（德国埃尔兰根西门子）

第二个例子是两个火车隧道，中间是敷设 GIL 的隧道。第三个例子是双车道隧道，GIL 安装在遂道上方。

目前世界各地都在研究在上述隧道中使用 GIL。在欧洲阿尔卑斯山，德国、奥地利、瑞士、意大利和法国正计划在此互联，以此来提高交通流量和电能交易。在中国和印尼，大陆与岛屿或边远岛屿间的互联正在研究之中。在不远的将来，GIL 将广泛用于大容量、远距离的输电场合中。GIL 使用在以上各种场合中的相关运行情况，目前已经在世界范围内进行调查研究。

## 18.11 解决输电网的瓶颈问题

### 18.11.1 引言

输电网中的瓶颈问题，是长久存在的。在建设传输系统的初期，最高的电压等级是用于将负荷密集的区域和大容量的火电或核电厂相连。这些连接线在国界内有一个局部的结构。主要的潮流是从局部的发电机流向局部的电力用户[33,34]。

接下来输电网的发展是进行区域间的互联，主要原因是本地的发电量满足不了本地的负荷需求。而且局部网络间的互联也可以提高供电可靠性。

这些互联输电线是用来连接国界边上的局部网络的，有时也要进行跨国间的互联。对于所有的局部电力供应，首要的目标就是满足本地区电能的需求，确保能回收发电成本，这对公共事业来说很有必要。在大多数情况下，互联输电线路上功率交换和本地区的电能供应之间是平衡的。

互联输电线路在所有的输电线路中，性能不是最强的，因为它们所扮演的角色是充当电力供应的后备。这些方法在市场放松管制很久之前就出现了，电能交易也属正常。

在局部地区绝对的垄断，保证了局部电能传输和分配的地位。这种局部电能传输和分配网络，在 20 世纪 80 年代末至 90 年代初达到了最终的规模。但直到现在，局部电能传输和分配网络依然在使用。

从 20 世纪 90 年代开始到现在，对电力市场管制的放松，在欧洲已经引起了巨大的变化，如怎样使用传输网络、新的市场需求是什么等。从一个封闭、保守的局部电力市场到一个开放、具有竞争性的电力市场的转变，在现如今以及未来的一段时间内，依然是有待研究的。采用新的方法，迎合未来电网可能会产生的需求，避免出现传输瓶颈。

### 18.11.2 输电网的需求

输电网要能满足用户和公众的需求。用户首先要求具有经济性的技术方案(低成本、高可靠性)，可以使用工业中为 OHL 设计的方案。

欧洲架空线的电压等级采用400kV，其他地区采用245/550kV。相关典型的技术数据如表18.14所示。在钢芯铝绞线的直径为240mm$^2$，其中钢芯为40mm$^2$，功率极限为1800MVA，传输电流大概为2600A，这也是热极限值。

**表18.14 技术数据**

| | OHL 4×240/40 AL/St | GIL |
|---|---|---|
| 热负荷极限/MVA | 1800 | 2000 |
| 热电流极限/A | 2600 | 3000 |
| 每公里电阻/(mΩ/km) | 30.4 | 9.4 |
| 每公里电容/(nF/km) | 14.2 | 54.4 |

OHL的容抗比较低，为14.2nF/km。不需要进行相角的补偿即可实现远距离的传输。没有补偿的OHL的平均最大长度为1000km。

OHL中的导体横截面有一定的限制，导致其电阻相对较高。阻抗的典型值为30.4mΩ/km。线损会不断地累积，表18.15中为这种线路的线损情况。

GIL可提供的最高传输容量可达2000MVA，电流极限可达3000A，阻抗值也相对较低，为9.4mΩ/km。其线损与OHL对比的情况，如表18.15所示[11-13]。

**表18.15 线损**

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 传输电流/A | 500 | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 |
| 传输功率/MVA | 350 | 700 | 1000 | 1400 | 1800 | 21000 |
| OHL损耗 | 20 | 91 | 205 | 364 | 570 | 820 |
| GIL损耗 | 5 | 28 | 63 | 112 | 176 | 254 |

如果成本是以$N-1$准则评估的，那就意味着如果需要在两点之间传输2000MVA的电能时，OHL将按照$N-1$准则建造，两个系统都需要按照2000MVA的容量建设。在其中一个系统失效的情况下，另一个系统能承担起全部的负荷。这就意味着如果两个系统都是正常运行的，那么电流只有允许值的一半，低于功率极限，线损也比较低。电流的增加可使传输电流接近热极限。资产管理和交易市场的发展驱动将资产使用到极限。这使得输电线路将输送更大的容量。

第二个要求改变电能传输方式的原因，是欧洲很多地方不能采用OHL。原因纯粹是审美观的改变或由于存在的磁场，影响了人体健康。

第三个要求改变电能传输方式的原因，是有像风能、太阳能、生物质能等可再生能源的接入。未来发展最迅速的是风电。输电线路面临的挑战，就是负荷的增加、可能出现的瓶颈，以及按$N-1$准则规划造成线路的冗余。

第四个要求改变电能传输方式的原因，是开放的、富有竞争性的电力市场的产生。输电线路中大规模的潮流改变，要求加以变革来满足未来新的需求。

上述4个方面的原因，相互之间会受到影响，并存在累积效应。输电线路中最弱的部分称之为“瓶颈”。这个“瓶颈”可能会引起传输问题。近几年，世界范围

内所有的大停电事故，比如像 2004 年意大利的大停电、2003 年加拿大的大停电等，都是由于这些瓶颈引发，最终造成大停电事故。

### 18.11.3　技术方案

输电线路的瓶颈问题，有多种解决方法[35,36]。瓶颈可能会导致输电线路过负荷运行，进而发生跳闸，导致大停电事故发生。

如果某一条线路过载，并且这条线路不满足 $N-1$ 准则，那么瓶颈带来的影响可能会波及到很多地方，从而造成局部停电。

使用 GIL 可增加线路传输容量，改变现有复杂网络的现状，解决局部网络过负荷的问题。但是很多情况都需要研究，并通过电脑加以仿真分析。

过去提高 OHL 的输电容量，通常是提高线路电压等级来实现。比如从 245kV 提高到 420kV，或者多增加几条线路，增加载流量，达到热极限 2600A。在这种情况下，需要采用四分裂导线。除了升级外还可建造新的 OHL，来解决瓶颈问题。

解决此问题的第二个方案是，使用 FACTS 或 HVDC 设备来控制线路中的潮流。FACTS 意思是柔性输电系统，即通过晶闸管等设备来控制线路中的潮流。HVDC 代表高压直流输电，也是使用电子设备控制两个 HVDC 变流站间的潮流。采用这种电力电子控制措施，可以防止由于潮流变向而出现的新的过负荷区域或瓶颈等问题。

解决瓶颈问题的第三个途径是，在局部过负荷地区的地下新建线路，从而增加传输容量。这种方案可以使用 OHL，并减少审批时间。但很明显在地下新建线路时，所需的成本较高。

技术解决方案中要求具有以下 3 点，即可靠绝缘的电缆、气体绝缘导线和超导电缆。

在城市区域 OHL 不能使用的场合中，需要在地下新敷设输电线路，必须有可靠绝缘的电缆才行。即使这种可靠绝缘的电缆，近年来得到了一些发展，但在长度和传输容量上还是有一定的限制。

气体绝缘导线已经有超过 30 年的历史。在很多工程中，都表现出极高的传输容量，且长度基本没有限制。

超导电缆，主要在美国有所研究，且仍处于工程试验阶段。大规模的普及还需要一段时间。瓶颈通常出现在局部地区，限制长度为几千米。现有的 OHL 在正常条件下，载流量趋近于传输热稳定极限。

在欧洲，大多数情况下，没有权威机构的验证，不可能通过升高电压等级提高线路传输容量。在新工作开始之前，调试过程可能会持续很长时间。在有些情况下，公众的建议也能左右 OHL 该不该建设或改造升级。

使用可靠绝缘的电缆或 GIL 的方案，需要更高的投资成本，但在运行过程中有优势：线损比较低，维护和检修费用也比较低，可靠性更高，公众更容易接受，调

试时间更短，对公众的影响也更小。

所有的这些不同方案，在需要解决瓶颈问题的不同地区，影响效果都不同，具体使用哪一种方案，需要根据工程的实际情况，以及计算结果进行选择。

### 18.11.4 可再生能源的接入

在未来的电力系统中，将会有大量的可再生能源接入。受到二氧化碳排放量的限制，以及最近日本福岛核电站核泄漏带来的灾难等影响，新能源将会得到快速的发展。在现有的电网中，电能通常来自距城市和工业区较远的地区。新建的线路需要解决这种需求。大多数这些新建的线路，都是 OHL 形式。但在有些地区使用 GIL 走地下，也是一个可靠的技术方案。

很多新能源都来自风电场或太阳能发电基地。这些地方可能是高山、沙漠或者海上等，离电力用户很远。中国是最先解决这种长距离输电问题的。通过沿海岸线的 1000～2000km 的线路，将发电厂和负荷密集区域连接起来，比如在上海地区就是这样。如今，已使用的有 1100kV 的特高压交流输电和 800kV 特高压直流输电。这些技术可用来与新能源基地互联，以解决长距离输电的功率波动问题。中国已经有 800kVAC GIL 线路投入运行。在 1100kV 的特高压交流输电系统中，使用 GIL 已不是问题。但在 800kV 特高压直流输电系统，需要采用一些更新的技术，要过几年才能实现。日本已经具有 DC GIL 的运行经验。

### 18.11.5 线损

可通过计算线损来评估每传输一度电，有多少是不能被用户所利用。考虑表 18.15 中的额定电流 2000A，对比 GIL 和 OHL 中的线损情况。表 18.16 为计算得到的数值。

**表 18.16 GIL 和 OHL 的成本比较**

| | OHL | GIL |
|---|---|---|
| 传输功率/MVA | 2100 | 2100 |
| 每公里线损/（kW/km） | 820 | 254 |
| 每 50km 线损/MW | 41 | 127 |
| 损失成本(0,1/0.7×8600h×损耗)/欧元 | 24 682 000 | 7 645 400 |
| 采用 GIL 减少的线损/欧元 | 13 036 600 | |
| GIL 的投资成本（1 个系统）/欧元 | 175 000 000 | |

## 18.12 总结

正如我们近几年所看到的一样，大停电事故可影响数百万人的生活。

发生大停电事故的原因之一是线路的传输容量大大提高，但线路没有进行改造，导致线路出现瓶颈问题。

随着新型的发电机的接入，潮流流向发生改变，OHL 不受公众欢迎了。但 GIL 可以作为解决传输系统中的瓶颈问题的方案。

在 PALEXPO 的凯尔斯工程应用中可看出，GIL 具有高度可靠性，且能用于大容量、远距离输电。

## 参考文献


1. Koch, H. and Schuette, A., Gas-insulated transmission lines for high power transmission over long distances, Paper presented at *EPSR Conference*, Hong Kong, China, December 1997.
2. Koch, H., Underground gas-insulated cables show promise, *Modern Power Systems*, 17(5), 21–24, May 1997.
3. Baer, G., Diessner, A., and Luxa, G., 420 kV SF6-insulated tubular bus for the Wehr pumped-storage plant, electric tests, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 95, 1976, p. 2.
4. Koch, H., *To Solve Bottle-Necks in the European Transmission Net*, IASTED, Benalmádena, Spain, June 2005.
5. Koch, H., *AC Bulk Power Systems in Metropolitan Areas Application*, IEEE/PES T&D Asia Pacific, Dalian, China, August 2005.
6. Henningsen, C.G., Kaul, G., Koch, H., Schuette, A., and Plath, R., Electrical and mechanical long-time behaviour of gas-insulated transmission lines, *CIGRE Session*, Paris, France, 2000, p. 3.
7. Koch, H. et al., N2/SF6 gas-insulated line of a new GIL generation in service, *CIGRE Session*, Paris, France, 2002, p. 3.
8. International Electrotechnical Commission, *Rigid High-Voltage, Gas-Insulated Transmission Lines for Rated Voltages of 72.5 kV and Above*, IEC 61640, IEC, Geneva, Switzerland, 1998–2007.
9. Völcker, O. and Koch, H., Insulation co-ordination for gas-insulated transmission lines (GIL), *IEEE Transactions on Power Delivery*, PE-102 PRD (07-2000), 16(1), 2001.
10. Schichler, U., Gorablenkow, J., and Diessner, A., UHF PD detection in GIS substations during on-site testing, Paper presented at *8th International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Application*, Edinburgh, U.K., 2000, pp. 139–144.
11. Schöffner, G., Boeck, W., Graf, R., and Diessner, A., Attenuation of UHF signals in GIL, *12th International Symposium on High Voltage Engineering*, Bangalore, India, 2001, pp. 453–456.
12. Siemens, *Power Engineering Guide*, 5th edn., 2008, pp. 24–25. www.siemens.com/energy
13. International Electrotechnical Commission, *Guide to the Checking of Sulphur Hexafluoride (SF6) Taken from Electrical Equipment*, IEC 60480, IEC, Geneva, Switzerland 1974–2001.
14. International Electrotechnical Commission, *High-Voltage Switchgear and Controlgear—Use and Handling of Sulphur Hexafluoride (SF6) in High-Voltage Switchgear and Controlgear*, IEC 62271-4, IEC, Geneva, Switzerland, 2011.
15. Alter, J., Ammann, M., Boeck, W., Degen, W., Diessner, A., Koch, H., Renaud, F., and Pöhler, S., N2/SF6 gas-insulated line of a new GIL generation in service, *CIGRE Session*, Paris, France, 2002, p. 9.
16. Piputvat, V., Rochanapithyakorn, W., Pöhler, S., Schoeffner, G., Hillers, T., and Koch, H., 550 kV gas-insulated transmission line for high power rating in Thailand, *CIGRE Session*, Paris, France, 2004, p. 6.
17. CIGRE Working Group 23.02, *Task Force 01, Guide for SF6 Mixtures*, Brochure 163, CIGRE, Paris, France, 2000.

18. Christophorou, L.G. and van Brunt, L.R., SF6–N2 mixtures, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2, 952–1003, 1995.
19. Knobloch, H., The comparison of arc-extinguishing capability of sulphur hexafluoride (SF6) with alternative gases in high-voltage circuit breakers, paper presented at *8th International Symposium on Gaseous Dielectrics*, Virginia Beach, VA, 1998, p. 6.
20. CIGRE Technical Brochure, Gas Insulated Transmission Line (GIL), Brochure 218, CIGRE, Paris, France, 2003.
21. CIGRE Technical Brochure, Application of GIL in long structures', Brochure 351, CIGRE, Paris, France, 2009.
22. Diessner, A., Koch, H., Kynast, E., and Schuette, A., Progress in high voltage testing of gas-insulated transmission lines, paper presented at *ISH Conference*, Montreal, Quebec, Canada, 1997, p. 5.
23. Koch, H. and Schuette, A., Gas-insulated transmission lines (GIL)—Type tests and prequalification, *Jicable*, Versailles, France, 1999, p. 13.
24. International Electrotechnical Commission, *Calculation of the Continuous Current Rating of Cables (100% Load Factor), IEC 60287*, IEC, Geneva, Switzerland, 1982.
25. Germany: Sechsundzwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder—26. BImSchV), December 16, 1996.
26. Switzerland: Verordnung über den Schutz vor Nicht Ionisierender Strahlung (NISV), December 23, 1999.
27. Diessner, A., Finkel, M., Grund, A., and Kynast, E., Dielectric properties of N2/SF6 mixtures for use in GIS or GIL, Paper presented at *11th ISH,* London, Vol. 3.67, 1999, p. 11.
28. Graf, R. and Boeck, W., Defect sensibility of N2–SF6 gas mixtures with equal dielectric strength, CEIDP Annual Report, Vol. 1, CEIDP, Victoria, Canada, 2000, pp. 422–425.
29. Graf, R. and Boeck, W., Statistical breakdown behaviour of N2–SF6 gas mixtures under LI stress, Paper 3.96.S20 presented at *11th International Symposium of High Voltage Engineering*, London, U.K., 1999, p. 11.
30. Finkel, M., Boeck, W., Jänicke, L.-R., and Kynast, E., Experimental studies on the statistical breakdown characteristic of SF6, CEIDP Annual Report, Vol. 1, CEIDP, Victoria, Canada, 2000, pp. 405–408.
31. CIGRE Task Force 15.03.07 of Working Group 15.03, Long term performance of SF6 insulated systems, Report 15–301, CIGRE, Paris, France, 2002.
32. Hillers, T. and Koch, H., Gas insulated transmission lines (GIL): A solution for the power supply of metropolitan areas, Paper presented at *CEPSI Conference*, Pattaya, Thailand, 1998, p. 28.
33. Kahnt, R., Entwicklung der Hochspannungstechnik 100 Jahre Drehstromübertragung, Elektrizitätswirtschaft 90 (1991), H. 11, S. 558–576.
34. "FACTS Overview", IEEE and Cigré, Catalog Nr. 95 TP 108.
35. Müller, H.-C., Haubrich, H.-J., and Schwartz, J., Technical limits of interconnected systems, Cigré Report 37–301, Paris, France, Session 1992.
36. Koch, H., Influences of bottle-necks in the transmission network, *7th International Power Engineering Conference,* Singapore, 2005.

# 第 19 章　变电站资产管理

19.1　业务驱动……………………………………………… 404
资产管理架构・多部门协调决策
19.2　资产管理中的重要因素………………………………… 408
工程与资源管理的投资组合・基于多 KPI 贡献的项目评估・基于总 KPI 贡献的优先级・概率风险管理・处理基础设施老化到可持续运行点
19.3　电力资产管理……………………………………………… 416
标准驱动向基于业务管理的转变・帕累托曲线和有效边界・使用基于风险的资产管理方法
19.4　资产管理项目和流程实例……………………………… 421
以变电站为例・实施项目评估和投资组合选择・不能取得好的结果时的折中办法・限制“必须要做”的项目
19.5　改变理念和方法…………………………………………… 429
资产管理不应降低标准・资产管理并不一定要减少支出・变电站人员需要提高文化水平
19.6　变电站资产管理…………………………………………… 431
采用生命周期管理・状态检修・大停电事故及变电站优先次序确定・变电站中相关的先进技术・与设备管理有关的不同理念
19.7　总结………………………………………………………… 439
参考文献…………………………………………………………… 440

H. Lee　Willis
Quanta Technology
Richard E. Brown
Quanta Technology

资产管理就是对一个组织的资金使用做出决定的方式，以取得高效益为目标，调整资金的使用。一般来说做出资金使用的决定，是以明确的实现经济效益最大化为目标，主动管理风险、预算、资源和关键绩效指标（KPIs）等。就其本质而言，资产管理适用于企业的各个方面。对于一个垂直管理的电力企业而言，真正的资产管理必须跨度发电、输电、变电、配电等环节以及公司所有的零售和批发客户等。因此不能只讨论“变电站资产管理”本身，还需要讨论变电站是怎样影响并适应整个企业的资产管理。然而，也有很多关于资产管理的概念可用于变电站中。对于运行、设计、规划和管理变电站的人员，资产管理意味着对过去观点和实践的转变，包括变电站在电网中扮演的角色，如何制定预算以及变电站及其运行管理人员

的期望等。

## 19.1 业务驱动

资产管理的目的是经济效益最大化，因此需要严格考虑多种因素，比如利润、风险承受能力、现金流、相互监管间的关系、可靠性、环境、客户满意度、员工满意度、安全等等。换句话说，商业目标直接令其做出决定（如图19.1所示）。而对于电力企业，资产管理的概念则有所不同。当然基本的过程是一样的，也包括制定策略、做出决策并付诸实施。包括资本和O&M的规划和预算。而实行设备的全寿命周期管理，旨在达到设备的综合效益最大化。包括使用、维护、装备和设施的处理等（石油资产风险管理中心）。

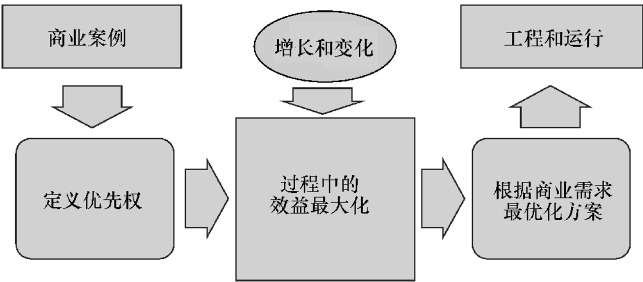



图19.1　资产管理是一种业务驱动的方法，有多个目标，目标之间可相互矛盾或相互协调，对实现效益最大化起杠杆作用

从概念上和战略上来讲，资产管理是一种业务驱动的模式；但从功能上来说，它是一种基于事实和数据驱动的过程，比传统的过程更加复杂和严格（Brown and Humphrey，2005）。最基本的原因在于，如果能很好地完成任务，与传统的方法相比（Morton，1999），使用资产管理可以提高效益。电力工业中逐渐使用资产管理有很多原因。首先资产管理方式提供了更多的诸如预算多少才算充足，资金花在哪里，怎样使用之类的信息，可用于财政管理。这使得输配电系统的需求对财政决策者而言更为可视化，包括对变电站的投资。另外当全面采用资产管理时，可以提高收益，降低风险并提高用户满意度等。

如今资产管理已经得到了广泛的应用。这并不是一个新概念，资产管理应用在工业领域中，已经有几十年的历史，可以承担数据和信息方面的成本（Humphrey，2003）。但是资产管理在操作互联趋势日益明显的电力网络中的应用，还是只有十年左右的历史。很多现代化的控制技术、信息系统和工程分析软件，都可用于资产管理。几十年前设备没有实现高度自动化，数据采集和监控系统（SCADA）还不能通过先进的算法进行全面实施，复印机和传真还没有广泛的应用，电力企业的不同部门之间还不能实现信息的实时共享，在这种情况下资产管理并非是切实可

行的。

## 19.1.1　资产管理架构

资产管理涵盖以下三个方面的分析规划和实施架构：业务驱动、多重目标和风险管理等。下面将详细介绍这三个方面的内容。

### 19.1.1.1　业务驱动

资产管理旨在增加经营业绩，而不仅仅是一种措施。业绩就是成功与否的衡量标准。公司所有决策的内容包括：以提高企业全局效益为出发点，考虑怎样使用和维护（或舍弃）其拥有的资产，如何对所需的设施进行投资，怎样使用人力和其他资源等。从资产管理的观点出发，变电站的投资策略为：（1）争夺资源；（2）为企业的成本效益目标做出贡献。

### 19.1.1.2　多重目标

业绩并不表示只关注利润（即使是纯粹的商业机构，也要考虑利润和风险两方面）。对于受到政府管制的企业，尤其需要考虑多重目标。企业的工作就是为所有在其服务区内的用户提供周到的服务。当然利润一直都是主要的目标，但是也有其他很多重要的方面需要考虑：投资风险、用户满意度、高可靠性、对环境的影响、员工安全性、公众安全性、符合所有的法律和章程、成为优秀的企业公民等。表 19.1 为一个企业使用 KPI 指标，包括已经在使用的公共措施和期望的目标。它代表了资产管理中使用 KPI 的本质，但不需要大多数的企业都满足。彼此的目标需

**表 19.1　企业使用的 KPL 指标情况**

| KPI | 意义 | 单位 | 目标 |
|---|---|---|---|
| ALEL | 平均期望设备寿命损失 | 年 | <2% |
| CAPEX | 年花费的资本 | 美元 | <$135M |
| OPEX | 年花费的 O&M | 美元 | <$340M |
| 总$ | CAPEX 和 OPEX 之和 | 美元 | <$450M |
| DivBSpl | 部门预算 | 最大 Δ | <10% |
| SAIFI | Ann. avg. 顾客内部事件 | 每个顾客的事件 | <1.3 |
| SAIDI | Ann. avg. 顾客内部持续时间 | 每个顾客花的分钟数 | <95 |
| CEMI3 | 超过 3 个内部顾客 | 顾客数百分比 | <3% |
| BBOM | 大停电事故对 SAIDI 的贡献 | SAIDI 百分比 | <4% |
| PSAFE | 公共安全 | 没有员工发生安全事件 | 0 |
| ESAFE | 员工安全 | 每一百万小时的 OSHA 事件 | <1 |
| LGL | 与逻辑相符 | 没有大的越限 | 0 |
| PWOM | 未来 O&M 花费 PW | 美元 | 尽可能低 |
| PWCR | 未来资本花费 PW | 美元 | 尽可能低 |
| SAEFA | 系统平均设备故障率 | 年 | 按规定的目标 |

求相差很大。大多数的 KPI 都是不解自明的，当然也有一些并非如此。在这里“DivBSpl”，在预算的花费到企业的收入之中是偏差最大的。DivBSpl 是使用 BBOM（大规模严重故障的措施）比较好的方式。KPI 旨在降低损失，本章中将讨论更多的细节。

除了两个 KPI（不花费无意义的资金），剩下的两个也是所要达到目标（企业希望尽可能地提高效益）。总而言之，这套 KPI 指标每年花费不超过 4.5 亿美元，CAPEX 不会高于 1.35 亿美元，OPEX 不超过 3.4 亿美元。拿出不超过 10% 的资金，与收入相对应。实现 SAIFI 不超过 1.3，$CEMI_3$ 低于 3%，SAIDI 低于 95min，低于4% 的地区会出现大停电事故，不会发生公共安全事故，每100，000h的劳动时间中，OSHA 的事故报告少于 1 次，没有偏离相关的法律法规要求。要实现这些目标，需将未来的资金和 O&M 花费降到最小。

资产管理需要平衡收益与风险。基础设施资产管理则更加复杂，必须平衡性能、成本和风险等。有时很明显要考虑投资风险，比如考虑是否把钱投资在一个关键的变电站上，以降低发生灾难性故障的风险。企业可以投资很多钱，同时风险较低。企业也可不投资，同时风险较高，实际情况也可介于两者之间。

当谈到业绩、风险和成本时，大多数企业的效率一般不高。在这种情况下，通过资产管理，使用一些技巧来起到平衡竞争的作用。它可以通过协同作用提高效率，而不仅仅局限于事先设定的初始目标。在这种情况下，评估业绩时可侧重于 KPI 的某几个部分。企业可以适当降低 KPI 中的一部分指标，其他的 KPI 指标则会提高一点。最终，企业形成一套能达到的 KPI 指标。在很多的资产管理过程中，都根据这些目标制定资金使用计划。

使用表 19.1 中的 KPI 指标的企业，其资产管理过程如下：

1）下一年花费 4.5 亿美元，CAPEX 和 OPEX 略有不同，但相互间要协调。在设定期限内，制定好支出分配方案。

2）实现所有的 KPI 指标，但没有必要超额实现既定的目标。为了使其他需要完成的事情得以实现，需要进一步改善 KPI 指标。

3）为满足之前提到的两个要求，尽量减小 CAPEX 和 OPEX 的实施成本。

当资产管理投资组合很好地完成时，要么（1）做出实现这些目标的方案，要么（2）向企业规划人员说明为什么这套目标不能实现。

#### 19.1.1.3 风险管理

风险涉及到未来的不确定性。对于目标，风险即该目标无法实现的概率。对于目的，风险就是期望的结果有不确定性。不确定性来自于内部或外部不可预测或不可控制的因素。资产管理追求质量，通过对不确定性事物进行明确的、基于事实的考虑，通过投资应用和决策原则来管理风险，将风险的影响降到最低，和预期的收益保持平衡。风险管理的方法有很多种，但必须将风险量化，权衡要降低对期望收

益和期望成本产生的影响。

风险管理通常使用概率方法和多场景分析方法，或将两者结合起来使用。在概率分析方法中，即使不知道某个特定的因素造成的最终结果（比如，天气），仍然可以用已知的概率分布描述不确定性事物。在场景分析方法中，研究某些主要事件或者变动对整个方案的影响。

通常电力企业很注重规避风险。调整基于风险的方法，是因为逐渐意识到规避风险并不是对公司全局的目标做相应的调整。相反，基于风险的资产管理寻求的是平衡风险（停电的可能性）和规避风险所花的成本。由美国中心大型企业投资者（IOU）的经验表明，企业的需求和设计标准都要求降低变电站的峰荷容量。风险评估表明，这些标准大约需要 4% 的变电站资本投资，但只有不到 1/40 的概率是有用的。针对这个投资，风险预测表明了重要的两点：

1）这种投资是有效的。预防确实可以避免发生严重事故（由于变电站的容量不足导致的停电事故）。然而不在这方面投入，也并不意味着停电事故会一直发生：采取运行措施和事故积极响应，也能避免停电事故发生。

2）有很多可以有效使用资金的方法。企业可以把钱花在其他地方，使客户和拥有变电站资产达 4% 的持股者有优越的整体服务表现：就像自动操作，不只是每过 40 年得到提高，而且提升的也不仅仅只是用户的可靠度。

对于已经制度化风险偏好的组织机构来说，在风险管理方面的考虑往往是一个困难的调整，例如很多传统的电力企业。然而对于大量不确定性的商业目标，风险管理是最基本的，并且没有风险管理的资产管理是不可能实现的。企业使用基于风险的管理方法，可能会采用表 19. 1 所示的 KPI 指标，然后设置概率目标：预算超出的概率不超过 5%，否则就不能超额 10% 完成目标，或者所有的目标都降低 20%。概率分析侧重不确定性和不可控事物或因素的概率分布，以及工程花费和预期的相差多少等随机因素。怎样影响 KPI 指标等，决定了支出计划是否能满足所有的支出需求。采用合适的数值方法可以优化该问题，同时在所需的置信水平内找出最优的投资计划以满足 KPI 指标。

### 19. 1. 2　多部门协调决策

资产管理要求所有的关于现有设备使用情况、资本投资、O&M 资源应用的政策和决定之间要相互协调，以最大化其贡献达到降低风险的目的。当试图实现所有的目标时，这与政策之间追求协同和杠杆效应是相关的。协同和杠杆效应只能通过投资、资源分配和政策之间的紧密协调来管理。在很多电力企业，资产管理对大型项目采用某种成本效益分析方法进行优先顺序评估开始，这是很好的第一步。大型项目很重要，资产管理方法也容易采用，而且也有很多典型的数据。最后，对每一个大型的重要项目进行成本分析也是有道理的。然而真正的资产管理是和所有的支出计划相联系的，是一个连贯的整体，而不仅仅只考虑大型项目。资产管理将小型

项目、大型项目、视察项目、维护工程和运行政策联系起来，全面考虑积极和消极方面的影响。

对于电力企业，采用资产管理就意味着投资成本、维护成本和运行政策彼此之间要相互协调。在日常的资产管理过程中，资产管理需要交流，各部门间要协调，企业的各个部门要有不同的分工，所有的部门一起为实现公司的目标而努力。对于变电站，这就意味着变电站资产管理过程必须包括变电站规划、变电站设计、变电站设备标准、变电站运行导则和所有的变电站设备的视察和维护等。

## 19.2 资产管理中的重要因素

现有的电力行业中已经在使用资产管理的很多功能。然而，电力企业中有很多重要方面不同于传统企业规划和工程。这就包括投资组合管理、多 KPI 评估、多 KPI 优先权和概率风险管理等。

### 19.2.1 工程与资源管理的投资组合

投资组合这个术语，在个人和机构的投资中长期在使用。在企业资产管理中，投资组合是最佳的方式，可以使企业得到预期结果（如图 19.2 所示）。企业通过“买”投资组合的设施，来实现 KPI 目标。

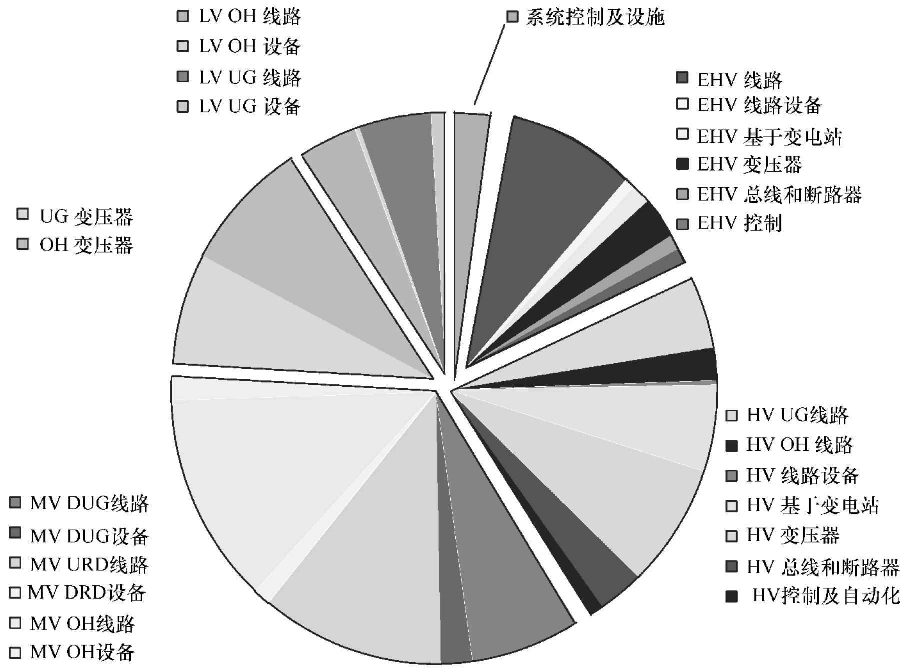



图 19.2 “投资组合”就是企业为了获得预期结果，而进行的“投资”分配。此图说明了美国东南的一个投资企业的输配电系统的设施价值

对于投资组合部分常常混淆的一点是，投资组合是作为一个整体加以选择的。投资组合中的所有项目都是同时选择的，或者采用能有效完成且结果相同的方式进行选择。这和过去的习惯是不同的。在传统的电力企业中，所有的工程同时批准，或者至少在同一年进行相同的过程。相反，资产管理中不仅批准特定项目和其他项目相联系，也在每一个过程中要做什么与其他过程中将要做什么的决定相联系。过程识别和选择是复合在一起的，这比在传统企业规划和管理中更加紧密。所有的项目实际上都是单一且广泛的决策的一部分。

考虑变电站中年久的变压器有老化的迹象。处理这个问题的措施包括：不予处理、每周巡查、安装在线监测设备、做相应的维护、对主要的部分进行翻修、将负荷转移到其他地方、彻底更换以及其他可能的措施。传统的方法是选出以上方案的最佳者。资产管理不能预先判断出这个方案。相反，提供的所有措施都是为了投资组合优化过程并且做出决策，以使得所有其他项目和所有备选措施之间可以充分地协调。

### 19.2.2　基于多 KPI 贡献的项目评估

正如之前所讨论的那样，表 19.1 突出了资产管理关注于多 KPI 的本质。从功能上来说，这就意味着在评估、规划、批准阶段，任何工程备选项的优点，都是基于它是怎样实现既定目标，以及是否能达到每一个 KPI 指标来评估的（即一个特定的项目可能会提供一个提高可靠性的很好的方案）。不是每一个工程都对每一个 KPI 有所贡献，有些工程实际上对某些 KPIs 起消极作用。很多工程中即使只是用来处理一个特定的 KPI，但它往往不只是对某个而是对一些 KPIs 均有贡献。资产管理明确指出，应基于全局的价值来评估项目。

### 19.2.3　基于总 KPI 贡献的优先级

资产管理的一个关键概念是，工程和企业待审批的备选项是基于总 KPI 贡献来评估的，并选出贡献最大的。这常常称之为“划算”，因为项目是根据所提供的“结果”与其成本相比进行评估的。简言之，资产管理根据 KPI 和评分或者转换公式为每一个项目整合一个单值“分数”。比如，如果 KPIs 是采用表 19.1 所列的，那么这个公式类似于如下所示：

$$\text{项目分} = \frac{\text{项目价值}}{\text{项目成本}} \tag{19.1}$$

$$\begin{aligned}\text{项目价值} = {} & A \cdot \Delta SAIDI + B \cdot \Delta SAIDI + C \cdot \Delta CEMI_3 + \\ & D \cdot \Delta BBOM + E \cdot \Delta PSAFE + F \cdot \Delta ESAFE + G \cdot \Delta LGL\end{aligned} \tag{19.2}$$

$$\text{工程成本} = PWCR + PWOM \tag{19.3}$$

以上各式中，

A ~ G——标量，权衡在每个 KPI 中，各个因素的重要性的比例；

PWC——工程成本的现值；

PWOM——O&M 的现值。

项目按照它们的分数排名，从上至下依次选择，直到预算受限或者资源受限，又或者所有的 KPI 都已实现为止。一旦达到了一个特定的目标，那么对那个 KPI 就不需要通过设置附加值来达到进一步提高的目的。因此对额外工程的价值分数应该以零权重重新计算，以动态评估的方式重新排名，选择的过程保持不变。不管所使用的权重是什么，投资组合（选出的项目应能满足所有的 KPI 指标）为了最小化可能的限值成本应该要满足所有的 KPI 指标。应该注意到这个分数和影响分数的因数只是一个方式，没有什么特殊的意义。它们只是作为选择项目的一个方法。

如果所有的解决方案均违反相约束，那么资产管理者必须要放宽一个或几个约束，形成一个新的投资组合，重复上述选择过程，直到找到一个可接受的方案为止。使用排名的方法是容易实现的，甚至利用动态再评估和再排名的方法也是可以实现的，但由于某些原因，通常这种方法并不能找到最优解。首先，解决方案依赖于公式中的权重。只要所有的 KPI 指标都满足，一个很小的因素也会产生很大的影响。因此，采用权重因素排名的方法，找不到最佳的方案。

更重要的是，这种排名的方法对处理实际的约束条件有难度（也就是说，只有之前选择过工程 Y 和工程 Z，才可以选择工程 X）。不能在同一年既做 M，又做 N（必须做一个，但只能在 U、V、W 中选择）。最后，几乎不可能用简单的方法来表达工程收益间的相互依存关系（比如，工程 B 也完成了的话，但工程 A 能带来更多的价值；过程 D 也完成了的话，但工程 C 带来的价值较少）。实际当中，研究人员已经发现不可能按照通常的排名方法同时处理几个问题。

对于复杂的工程投资组合选择问题，优先采用严格的最优化算法。随着 KPI 指标一个接一个地完成，这些算法能够自动处理任何数值的改变及任何数量的实际约束，能在考虑工程相互依存关系的同时选择项目。然而，为了实现商业目标，依据总贡献进行排名的概念是资产管理的核心。同时在理解其目标和方法方面这也具有直观的引导作用。

尽管各个企业之间采用的方法和技术不一样，但所有的资产管理方法，都同时对相互之间有竞争关系的过程或备选项进行选择（也就是要资助工程）。一般来说，资助的工程（也就是把该工程包含到投资组合中去）对效益和提高 KPI 都有贡献。很少有被赞成的计划是“单标准”工程，即只对商业目标的实现起作用。

对美国中心一个大型 IOU 工程，进行资产管理的实例如表 19.2 所示。表格中只表明了一些 KPI 和少量的大范围进行的项目。涉及 18 个 KPIs 和 430 个不同的潜在工程策略备选项的计划中，选出了 108 个进入到投资组合中。选出最优的过程，实现特殊的 KPI 指标，基于成本效益对工程进行排名。整套 108 个工程，就是实现企业制定的 KPI 指标的最优投资组合。

### 19.2.4 概率风险管理

在金融领域的资产管理方法是基于概率方法对风险进行量化。目标就是对于每

**表 19.2　企业资产管理计划中的工程排名表**

| # | 工程名称 | 工程备选项 | CAPEX | OPEX | SAIFI | SAIDI | NPV | 设施/美元 | 累积成本 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Dist. sub. 变压器 >10MV | -10% $I&M.，附加条件 | $15 | -$523 | 317 | 57060 | $2458 | 870.9 | ($520) |
| 2 | Dist. sub. 变压器 <10MV | +10% $I&M，附加条件 | $18 | $484 | 8004 | 960526 | $3667 | 837.0 | ($33) |
| 3 | MV OH 线路 | +15% $perf. 直径 3 | $22 | $674 | 32193 | 2961756 | $4779 | 813.7 | $644 |
| 4 | EHV 断路器 >115kV | Repl. 50 bad@ 10/year | $2110 | $780 | 11035 | 1986300 | $6070 | 713.7 | $1783 |
| 5 | MV 断路器 <34kV | +10% $I&M.，附加条件 | | $284 | 4002 | 80044 | $1716 | 549.0 | $2067 |
| 6 | 3-Ph Pad. Serv. 变压器 | 可替代单元规格<S | $1637 | $281 | 350 | 63015 | $1608 | 513.2 | $2626 |
| 7 | Dist. sub. 变压器 <10MV | 监测@远程站点 | $1180 | $24 | 4803 | 864474 | -$757 | 487.2 | $2851 |
| 8 | EHV sub. 变压器 | 8-气体监测全覆盖和警报 | $8967 | $56 | 4911 | 206262 | -$283 | 487.2 | $4431 |
| 9 | HV 断路器（35 和 69kV） | -10% $I&M.，附加条件 | | -$345 | -1252 | -11780 | $2255 | 399.9 | $4086 |
| 10 | OH serv. 变压器 TLM | TLMrepl. prog. 不间断 | $234 | $71 | 154819 | 270000 | $20 | 389.2 | $4197 |
| 11 | HV 线路（35 和 69kV） | 故障，红色定位 | $84 | $196 | 32018 | 1344756 | $900 | 371.2 | $4407 |
| 12 | MV 线路（<69kV） | 故障，红色定位 | $84 | $996 | 40022 | 3682018 | $7740 | 342.2 | $5418 |
| 13 | MV UG 线路 | -20% $I&M.，附加条件 | | $180 | -3200 | -576000 | $1012 | 323.7 | $5598 |
| 14 | EHV 断路器 >115kV | -20% $I&M.，附加条件 | | $134 | -2087 | -1789 | $484 | 270.6 | $5732 |
| 15 | EHV OH 线路 | 0% $I&M.，附加条件 | $84 | | 1252 | 22536 | $680 | 256.8 | $5746 |

一个水平下的风险，找出收益最大的项目（定义为预期回报的标准偏差）。这个话题较大，但也有很多成熟的概率类方法。这些方法运用在企业资产管理和变电站资产管理中也很有效。

概率风险管理可分为两大类：现金和非现金。和工程相关的现金流的不确定性，反映了工程的计算现值。工程现金流风险与企业全局现金流风险相类似，对贴

现因子应使用企业整体平均资金成本（WACC）。当工程现金流风险比企业现金流风险更大时，应该使用一个更高的贴现因子。

一般来说，没有现金风险的项目是和非金融 KPI 相关的。考虑一个企业要实现 SAIDI 不超过 110min 的目标，但由于 SAIDI 依赖于不确定因素，如天气、设备故障率等，所以 SAIDI 每年都会变化，平均后可能实现不了 SAIDI 不超过 110min 的目标。能用 105min 代替 110min 吗？可以只实现 80% 的目标吗（4 年的目标用 5 年的时间完成）？或者只实现 90%，99%？假定对数字 KPI 指标的资产管理方法采用的是期望值。这样的话，由于一些随机因素的干扰，在一年中很有可能只能实现 50% 的目标。采用概率的方法，可以分析出企业多久才能实现目标。概率方法可以确定所有非现金 KPI 指标的置信水平（比如，实现 SAIDI 不超过 110min 的目标，有 99% 的信心）。概率的投资组合最优化要求对关键的投入进行概率分布分析（比如工程期望收益）或采用蒙特卡洛方法，计算出关键目标的概率分布（比如 KPIs）。

每一个工程对 SAIDI 的影响都可用概率分布来描述，典型的有三角形分布，其包括最小收益可能的较大收益和最大收益三部分。蒙特卡洛模拟使用随机数字对在一个特定年中，算出每一个工程的 SAIDI 的收益。五个工程的总收益就是总的 SAIDI 收益，该过程可重复多次。与实现高目标百分比相比，SAIDI 次数的百分比目标要低。假定蒙特卡洛模拟 1000 次，在 850 次时 SAIDI 的目标得以实现，那么实现 SAIDI 目标的概率就是 850/1000 = 85%。如果 SAIDI 置信水平设置为高于 85%，那么该投资组合是不可接受的。如果 SAIDI 置信水平设置为低于 85%，那么该投资组合是可接受的。

### 19.2.5 处理基础设施老化到可持续运行点

如果系统是由新设备组成，那么故障率很低。运行、维护和检修成本也很容易预测出，设备和系统的性能可以满足要求。随着设备老化，材料和组件的性能受长期压力等影响不断劣化。事故频繁发生，运行和检修成本也更高，且不可预测，系统的性能也大不如前。因为故障率升高，从而运行成本的可预测性也会变差，检修成本的标准偏差也更大。

任何一套设备的运行和维护，都可用运行、检修、替换来描述，最终达到一个可持续运行点，所有的影响因素都保持稳定，各因素的期望值不会逐年改变（见图 19.3）。如果设备的运行策略是“运行到故障为止”，那么设备的平均寿命从开始每年增加一年。但最终随着设备服役时间的增加、性能的劣化，故障率将会升高：老旧的元件就会被替换，新的替代品的故障率较低。如果老旧的元件依然在运行中，那么那些至今没有发生故障的元件会具有更高的故障率。只要有足够的时间是可以达到平衡的——平均寿命保持为常数，期望的故障率、可靠性水平和运行成本也是如此。举一个简单的例子，读者可以想象当寿命达到 50 年时，故障率将达

到 2%。当平均寿命达到 50 年时，将有 2% 的设备会发生故障，这就意味着在下一年，那些没有发生故障的（98%）元件，将有 51 年的寿命，另 2% 的元件寿命为零年，这样可达平均寿命为 50 年。[㊀]

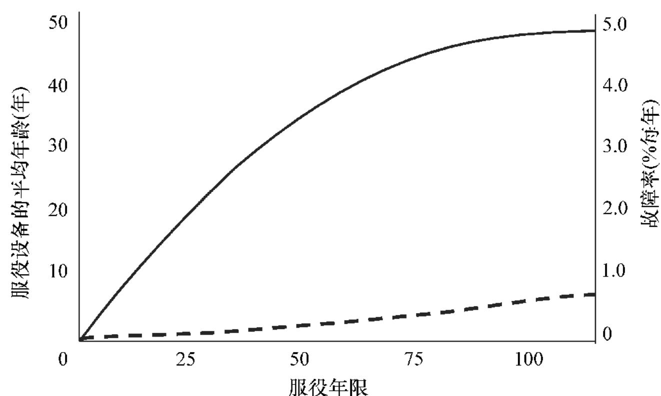



图 19.3　可持续运行点的概念。在这个例子中，一组变压器——可能有 1000 个——在同一年安装，在这一年的平均寿命为零年。由于它们仍在运行，平均寿命在增加。最初每年很少发生故障，平均寿命每年都在增长。但随着时间的推移，故障率在增加，需要替换掉，这样平均寿命在下降。这样，平均寿命持续增加，直到可持续运行点，平均寿命达 50 年。但可以预见，寿命可能超过 50 年。同样地，整套设备的平均故障率以及所有的统计数据，将在可持续运行点处达到稳定值

如果运行策略不同，应“在 40 年后替换”，而不是“运行到发生故障为止”。这将有不同的可持续时间、可靠性水平和期望的运行成本。故障率将比设备运行到故障为止更低。替换成本更高并且成本更具有可预测性。但同样地，只要有足够的时间，设备和系统都可达到可持续运行点——期望的平均寿命、故障率和运行成本之间不同的结合。任何一套像电力变压器、木杆、钢制格式杆塔等设备，在可持续运行点处投入运行，其平均寿命/故障率/运行成本，每年的增长速度非常慢。该可持续运行点具有设备类型、设计、寿命、条件和企业的运行政策等功能。

最终，投运的设备会老化，这些问题对电力企业来说将变得更加重要。对任何一套特殊的电力变压器、断路器、铁塔、地极、电容器等，对历史运行数据进行统计分析，可以计算出可持续运行点的平均期望寿命，以及对于任何企业做出关于平均寿命、运行成本等设备的寿命分布（这不同于高斯分布）。管理老化的基础设施——因持续服役导致的条件劣化，运行问题和花费的成本——这就是资产管理的本质。关于这些概念的更多细节，可以在 Willis 和 Schrieber（2012）中找到。

㊀　该例子能简单快速证明该观点，但在现实生活中却很少存在，读者应意识到这在实际中几乎不存在。很少会出现故障率（本例中 2%）和设备寿命（本例中 50 年）互为倒数，即 1/设备寿命 = 故障率。故障率为非线性形式，设备的寿命也存在差异，这与诸多相互关联的因素相关，从这点来说情况相当复杂。一般而言，设备允许故障率 $\ll$ 1/设备允许使用寿命。

### 19.2.5.1 有效的管理概念

大多数情况下，即使某一个设备的平均寿命达到50年甚至更长，企业基础设施的可持续运行点，需要花费20年甚至更长的时间，寿命、故障率、运行成本都比现在要更高。现在平均寿命可能是52年，故障率为0.4%，但是可持续运行点可能代表了58年的平均寿命和0.6%的故障率。平均寿命每年都会略微增长，直到达到第58年，故障率最终增加到50%。这些变化要花费超过6年的时间（58年的平均寿命和当前寿命的差别）——可能需要20年的时间。事实上，未来的可持续发展点可能代表了一种完全无法维持的局面，即故障率、可靠性和运营成本的组合在各方面都是不可接受的，每年的趋势将是一个非常缓慢但稳定的恶化。关于可持续运行点的很重要的一点和“残酷”的趋势如下：

1）都可通过对历史数据的分析加以评估：具有可预测性。

2）设备类型和设计、负荷的运行策略、维护、检修、更换等，更换设备或改变策略或两者兼有，可持续运行值、趋势的改变。具有可管理性。

3）在所有的设备类型和运行策略下，企业的最优化可以向可持续运行点发展。具有可优化性。

通过最优化商业策略、快速更换设备和运行策略，以达到一个新的、可接受的可持续运行点。分析中要包括成本，“可接受的”可持续运行点其实是不存在的：可持续的花费超过了企业现在所能承担的水平。从概念上来说，很清楚的是企业最终将接受一种“不可接受”的故障率、成本和可靠性的组合，或者选择一种更倾向于更改运营策略、设备类型和支出，以符合要求。

但是从实际角度出发，距离可持续运行点还很远。性能恶化和成本提高在逐渐加剧的过程中，资金的时间价值也影响支出计划，这就意味着最优化商业策略涉及到以下内容：

缓解症状：可靠性的恶化可以通过各种改进的操作、使用自动化或其他技术得到改善，这些具有较低的现值价值。更高的服务和故障成本可以通过技术来得到改善，如进行监测和跟踪，更好的服务流程和实践。

逐渐调整投资：企业决定最低的可持续运行点，运行成本比现在要高20%。高20%是不可行的，但可以用15年的时间每年提高1%来逐渐调整成本，这样更切合实际。

#### 19.2.5.1.1 主要的寿命管理计划的价值

考虑到设备老化及其影响是不可避免的，因此当企业不能完全实施计划时，资产管理构架是有用的。该分析将提供企业将怎样改变这种情况，未来将面临着什么。它可以为企业提供最好的信息。最优化的解决方案即使不能承担，也能尽可能地提供帮助。也许最重要的是，这一切都将为企业向监管机构和所有利益相关者提供最终支出增加的证明。

#### 19.2.5.1.2　寿命管理的实际问题

几乎所有的电力设备，期望的使用寿命都是几十年。老化率是很慢的，因此，它们的影响也很难测量。由于这个原因，需要在大量历史数据的基础上建立一个数据库，从中可以分析出相应的趋势和可持续运行点。资产跟踪数据库对于监测条件和触发主动服务非常有用，通常由此降低的成本多于对它的投入。

役龄可代表一定的运行状况。役龄主要用于表征设备的运行状况，在有些情况下，比如变压器，役龄是一个相关的指标，可直接用于对设备的管理和分析。即使是采用条件和成本管理的设备，役龄依然是一个很有用的统计数据。企业可以跟据 IEEE 条件规范跟踪并为其电力变压器做出服务和操作决策。即便如此，也需要上报电力变压器的平均年龄或和年龄相关的统计数据，那些数据可用来判断长期的趋势。

长期数据可用于趋势判断和计划制定。设备登记，收集跟踪设备的运行条件、负荷情况和运行警告等数据，有利于降低全局成本。这些系统需要很全面的数据。相反，对预期寿命做长期的趋势分析，通常也需要有 50 年或更长的历史数据。这和基于前几十年的设备和系统的数据的“可持续运行点的模型”是相对的。

为了提供一个更有效的寿命管理框架，应该将可靠性转换成成本。大多数情况下，可以减少不必要花费的成本。企业可能会使中压变压器持续劣化，对 SAIDI 有一定影响，每年有三季度是在增加的。SAIDI 升高而避免花费的成本，每年达到 45s，这就定义了一个趋势成本的比例。在很多情况下，这种“可靠性影响”的成本，比任何加剧劣化条件下的成本要高出 2 到 3 倍。

故障和停运。对于主要的设备，最好要跟踪故障（故障过于严重的设备直接更换）和停运率（故障不严重的设备维修后重新投入运行）。

老化及其相应的影响，应该要加以跟踪。目的就是要提高对老化的意识，及其带来的影响。并提供测量相应趋势的方法，考虑减少相应的计划。不同类别的设备的平均年龄是一个很明显的衡量标准，但不是最有意义或最有用的。表 19.1 展示了企业经常使用的可靠性数据。

平均寿命。有时也只考虑单个设备（系统中平均电压 138/12.47kV 的变压器的寿命是 47 年），但通常是通过容量或其他指标来判断（电压为 138kV，按平均容量则寿命为 44 年）。

年龄分布。为了提供更多的信息，如图 19.4 所示。

老化率。设备的平均年龄每年都在增加。

期望寿命的平均损失（ALEL）。这是测量设备“耗尽”的方法。跟踪这一指标，可以帮助我们了解在最优商业情况下，实际操作是如何紧密进行的。比如从全局角度来看，变压器的最佳使用寿命可能是 63 年，意味着平均“使用完毕”的应该达到 1.59% （每年 1/63rd）。尤其在夏天温度较高、负荷不平衡时，可能会达到 1.8%。这也体现了全局的性能趋势，可以用作分析如何提高设备的性能。

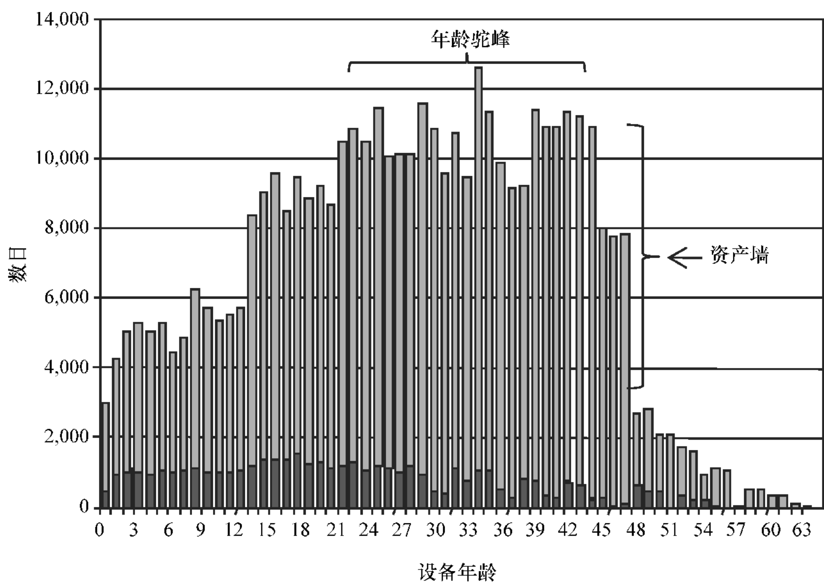



图19.4 电力系统中一套设备的年龄分布。平均是32年，但是“年龄驼峰”——年龄组中的大量单元，意味着平均数据和统计数据不能可靠反映变化趋势。这里“资产墙”在48年的地方出现急剧的下降的原因是这时候安装了设备元件，而不是因为48年时很多设备出现了故障

系统等效故障率。即设备的故障率曲线中某个阶段的故障率等同于现有设备的平均故障率。这或许是衡量设备老化及其影响最有意义的指标。考虑到包括故障率函数为非线性等因素，一个系统的当量故障率通常比平均寿命值更大。(尽管中压断路器的平均寿命是38年，现有的故障水平却相当于已经使用了46年，因为其中有一小部分在役设备具有很高的故障率。)

系统平均当量故障率是指系统当量故障率的年度变化。这可以可靠地反映系统运行的问题，强烈建议将其用作故障的度量。尽管平均年龄每年以不超过1年的速度增长，但当量故障率的增长速度更快。

系统平均当量失效率。这与之前的概念相似。

## 19.3 电力资产管理

### 19.3.1 标准驱动向基于业务管理的转变

传统上，企业规划人员都是在满足规划标准、工程标准和运行导则（Seevers，1995）的基础上最小化工程成本。通常是以标准驱动的方法，在部门的层次上实施（比如输电、变电、配电）。一系列导则都规定了企业在何时以何种方式使用这些资源（见图19.4）。比如，企业可能有设备的负载标准，变压器在正常情况下(没有天气等突发事件影响)，所带的峰荷可能会超过80%的限制。如果预计的负

荷增长率较高，所带的峰荷未来可能会超过 80% 的限制，规划人员将要考虑如何改变系统，这包括增加变压器的容量，尽可能地减少成本并且满足负荷需求。同样地，O&M 公司的导则要求，不考虑断路器的运行条件以及断路器对系统全局性能的影响，中压断路器都应该在特定的时间区间内检查。

实践证明这些标准和导则是有效的，在大部分情况下都能取得理想的效果。设备通常能使用很长时间，系统运行也不会出现太大的变化。但传统的工程和操作指南（标准）实际上是“一刀切”。虽能确保性能达到要求，但不能使资金和资源得到最佳合理使用。

有时也要求工程有较高的边际成本，而边际效益则较低。有时在主流标准之外，可以以较小的额外支出换取较大的收益。这样的情况，常常在“一刀切”中出现，但通过资产管理可以使资金合理地使用。

虽然优秀的规划者通常将传统的标准驱动框架内的每个项目的成本降至最低(例如，规划所有变电站升级，以便不再违反装载指南)。但每个项目都相对孤立于其他正在研究的项目，其他的决策，以及这些决策和计划如何与组织的其他目标相互作用。传统的范例不能减少全局的成本，以实现最终的目标（使用户对服务满意，设备达到要求)。在对工程方案进行全局优化时，工程不是基于“总投入”来选择的，而是只考虑基于容量的 KPI 指标。资产管理考虑所有的 KPIs，以同样的方式同时考虑所有的工程，超出了传统的范例。这能提高效益和资金使用效率，因为其通过最终目标寻求以最低可能的总成本来达到令人满意的整体表现，而不是像负载标准这样的辅助目标以及考虑项目、项目和政策如何“组合”到一个协调的投资组合中去。

最后标准驱动的过程不需要太大的杠杆作用，也不需要协同不同的部门。当然在传统企业中的优秀管理者和规划人员能意识到，并试图营造出协同作用的效果。但这个过程以及他们所工作的机构，都不鼓励他们这样做。通常认为一个部门业务越多，这个部门也就越重要，而资产管理却恰恰相反。部门的重要性不是通过业务来衡量的，而是根据对企业走向成功所做贡献的大小来评判。资产管理以一种不同的方式做出支出的决策，同时在企业文化上也要有较大的改变。文化上的改变可能是实施资产管理策略最困难的方面。对于变电站，这种文化的改变，需要从“设备管家”的角色向商业和风险管理角色转变。

### 19.3.2　帕累托曲线和有效边界

最优化方法本身不能给出规划方案。它们所能做的就是几千种可能的方案进行比较，得出结果。进行这一工作的简单的方法就是对每一个阻碍 KPI 提高的投资组合，给出 CAPEX 和 OPEX 的现值，如图 19.5 所示。每个循环，无论是显式的还是隐式的，都代表一组可能的投资组合，其中包括优先实施 5 年期间内的一系列项目和计划。每个循环都基于其“bang”（KPI 改进）与成本（“美元”）而制定的。

大多数工程的投资组合都不是最优的，因为还存在其他的投资组合可以达到以

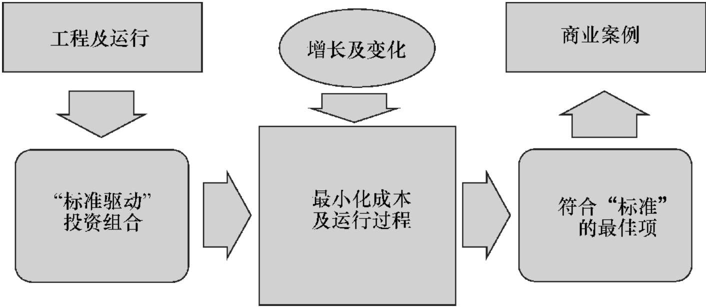



图 19.5　在传统电力行业中的资金使用计划，都是符合相应标准的。遵循相应的标准，可以达到风险小，运行可靠的目标这种方法的比较如图 19.1 所示

更低的成本，获得较大的收益。比如，投资组合 A 和投资组合 B 花费的成本相当，但在 KPI 的提高量上则显著不足。很显然，方案 B 和 C 比 A 要好。由于没有其他投资组合比 B 和 C 更好，因而 B 和 C 被认为是高效率的。它们 KPI 的提高量，也需要花较大的成本，而要降低成本就避免不了牺牲 KPI 的提高量。

有效的边界是所有有效的解决方案的集合，可以被认为是这组投资组合的上限。有效的边界代表了企业想要提高多少效益的一套选择。它对应了不同的支出提高了多少效益，并且是所有行业资产管理的基石（Markowitz，1905）。相反，也给出了企业要想取得不同程度的收益，应该投入多少的方法。这就是所谓的帕累托曲线，它给出了一系列的优化方案，这是由意大利经济学家 Vifredo Pareto 在解决有关社会福利问题时提出来的（Pateto，1906）。

其他相关的图形也经常会用到。工程项目的投资组合是基于总的 KPI 对成本现值的贡献大小来排名的。由于某些原因，企业可能需要得到 KPI 的提高对预算的影响程度，而不是知道现值的大小。另一个有效的方法就是绘制出每一个 KPI 的提高量。各个工程依然是基于总 KPI 来排名。结果显示，对于不同的投资，KPI 的提高各有不同。

图 19.6 是美国一个大型电力企业的资产管理研究中得到的实际的帕累托曲线。该曲线由带约束最优化方法形成，且从零开始，然后选择出最佳的投资组合方案（有一系列被批准的投资项目），使每五年的预算可达 1，500，000，000 美元，甚至还可再增加 1000000 美元。这种最优化方法基于多种 KPI 指标，但图 19.6 只显示了 SAIDI 这个指标。值得注意的特点如下所示：

1）必须要做。从最初开始，高达 1.22 亿美元。每花费 0.2 亿美元，SAIDI 只提高大约 1min。但超过 1.22 亿美元之后，该曲线的坡度出现突变式的上升。当达到 2.5 亿美元时，每花费 0.025 亿美元，SAIDI 平均增加 1min。最初的坡度较低以及 SAIDI 提高量较少，是由于存在很多“必须要做”的项目。这些项目必须要花费 1.22 亿美元用以改善，但对 SAIDI 的提高贡献不大。在最优化的过程中，“必须

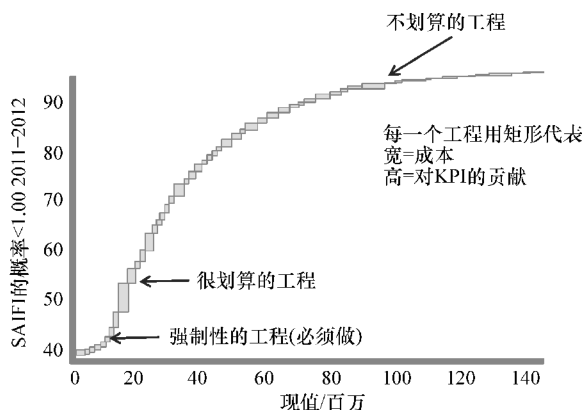



图 19.6　通过在这里展示的成本效益结果和上文的解释，可以绘出相应的投资组合曲线（资产使用和支出计划）。只有最好的投资组合才会列到有效边界上，也称之为帕累托曲线，揭示了对应于每一个成本，可能取得的最大收益。资产管理中使用的最优化方法，只在有效边界上寻找投资组合，该曲线由企业规划人员绘制

要做”的项目要首先批准。一旦这些项目得到资助后，这种算法就能搜索出最能有效提高 SAIDI 的方法。超过 1.22 亿美元之后，该曲线的坡度就能出现突变性的上升。

在优化和资产管理的理论描述中，很少看到“必做”的斜率。然而，“必做”的项目在任何实际应用情况下都是现实的，并且在公司的重点和潜在的 KPI 绩效成就方面是相当重要的一部分。在任何实际的资产管理方法中，对它们进行良好的适应是一个关键的成功因素。优先实施这些项目，对资产管理的成功具有很重要的价值。

2）降低边际收益。在“必须要做”的项目批准之后，帕累托曲线是呈凹形的。这意味着每投入一点资金，KPI 都会有所提高。早期的投资，可以取得相对于成本更高的收益；之后的投资，取得相对于成本较低的收益。这个特点提醒我们需要进行正确的分析，并最优化收益提高的过程，应优先实施高效率、高回报的工程，剩下的资金用于剩下的项目。比如在表 19.2 中，第一个工程的效益成本比为 870 美元，第二个为 837 美元，再下一个为 813 美元，再下一个为 713 美元等等。

3）凹凸和细小的坡度转变。图 19.6 所示的曲线不像图 19.5 中的那样是光滑的曲线。正如之前所讨论的那样，有许多凹点。随着投资的增加，坡度也有所增加。在严格下降的坡度上出现中断和偏差的原因有：（1）实际的工程是经过最优化选择的；（2）加入了约束条件。坡度光滑下降，在图 19.6 中的 7.6 亿美元处出现的斜坡逐渐平缓下降的偏差的原因是存在“大项目”，在下面的章节中将会做描述。

4）曲线上的投资组合不是成本的函数，并不是累积起来的。换句话说，在成

本为8亿美元（点H）的曲线上的投资组合（项目集）并不一定包含在较低成本投资组合（G，7亿美元）的所有项目，外加1亿美元的项目。事实上在这种特殊的情况下，H点和G点交叠的部分只有6.3亿美元。在8亿美元的花费而不是7亿美元的情况下，这种优化采用了一种不同的方法，这是不连续的。当优化达到7.6亿美元时，其他工程下降了0.7亿美元，在变电站自动化系统中花费0.71亿美元，这在以前是承担不起的，同时还要满足其他的约束和要求。该0.71亿美元的工程，比之前的0.7亿美元的工程相比，SAIDI指标更好。因此在那一点处，坡度几乎呈直线上升。像这样的曲线特性，在实际的企业规划中是很普遍的。

## 19.3.3 使用基于风险的资产管理方法

资产管理在明确考虑风险管理的场合是最有效的。资产管理的目的就是效益最大化。尽管这可译成最大化期望收益，也可理解成最小化故障率（Brown和Spare，2004，2005）。一个成熟的资产管理过程，会以一种平衡的方式，明确考虑所有的风险因素。风险管理对于变电站来说，尤为重要，因为企业更关心的是避免出现大的事故，而不仅仅是提高用户方面的KPI，比如SAIDI。不管企业所使用的规划方法是否明确考虑了风险，风险都是存在的。

确定性的资产管理方法，不允许规划人员处理不确定性的因素和创造风险，但风险依然实际存在。比如图19.7的左边展示了与投资计划相对应的可能的SAIDI，该计划明确期望SAIDI达到100min。作者考虑像天气、负荷增长率、按时完成任务、大型工程的预算、大型设备的故障率等因素，计算出可能的分布情况。SAIDI平均期望值为100min，但每年大约有3/10的概率该期望值会超过115min。

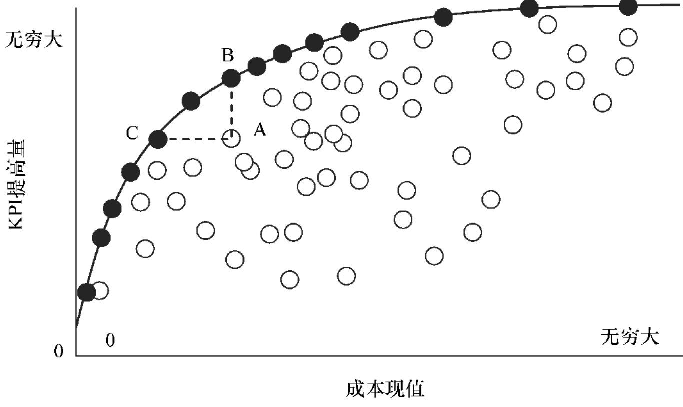



图19.7 美国一个电力企业的实际帕累托曲线，展示了实际应用中常见的一些特点。

使用基于风险的方法，可以得到很多备选方案，但不是基于平均SAIDI来选择项目的。目标函数就是最小化SAIDI可能超过115min的可能性。基于风险的计划花费了同样的预算，但指导支出的方式可以最大限度地减少“坏运气”年度的基

于绩效的罚款（Brown 和 Burke，2000）。期望的 SAIDI 是 106min，比第一个计划超出 6%。然而 SAIDI 超过 115min 的可能性不足 8%。当和第一个计划相比时，几乎下降了 4 倍。

基于风险的资产管理方法，一般关注企业效益不确定性的源头，但这些不确定因素不能精确地预测或控制（见表 19.3）。像设备故障率这样的独立随机事件，采用概率方法进行分析，使它们在投资组合中的影响降到最低。主要的随机事件都是基于一定的目标进行分析的（Willis，2004）。

基于风险的资产管理方法在概率基础上对项目和投资组合进行分析，并且提供了成功概率的指标，而不是不确定性评估（见图 19.6 和图 19.7）。图 19.8 为美国西部的一个电力企业的信息。花费 4 亿美元的预算，期望 SAIDI 达到 90min。确切一点说，将会达到 90min 甚至更好，达到预期指标的 9/10 即 81min。它接下来的目标是花费 5.2 亿美元，达到 80min。该图显示的是确定性的计划。概率性的最优化方法，最终实现花 4.7 亿美元，使 SAIDI 达到 90min。实现基于风险的资产管理方法，要研究实现的目标是什么和成功的可能性这两方面的问题（也就是设定目标），并从策略上管理这些目标。

**表 19.3　企业资产管理中，作为风险源分析的因素**

| | 外部因素 | 内部因素 |
|---|---|---|
| 基于概率 | 天气 | 准时完成工程 |
| | 负荷增长率 | 准时完成工程 |
| | 经济 | |
| | 电能/燃料/人力/资源价格 | |
| | 成本 | |
| 基于方案 | 通常关系 | 劳动密集型 |
| | 局部改变雇员制度 | |

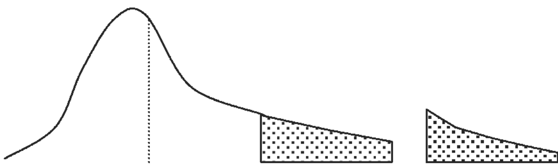


图 19.8　左边，计划 SAIDI 要达到 100min 的目标。有 28% 的可能性会超过 115min。右边，最小化 SAIDI 超过 115min 的可能性的分布。即使平均期望的 SAIDI 会升高，但采用概率的方案，能避免出现不可接受的结果

## 19.4　资产管理项目和流程实例

以下的例子，揭示了传统企业所使用的方法和资产管理方法的不同之处。假设

某大型电力企业有两台40MVA的变压器，两套低压母线（分别与两台变压器相连），以及有8条带有断路器的馈线（一根母线带有四条）。这些变压器、母线和断路器都按照相应的导则进行维护。所有的设备都按照规定的周期进行检修。断路器每6年会被完全检修一次。目前变电站承担57MVA的峰荷供电任务。

## 19.4.1 以变电站为例

企业的导则中要求在有两台变压器的变电站中，正常的负荷条件下变压器的负载不超过75%，这就意味着变电站的负荷限制在60MVA之内。目的是为了限制变压器承担的负荷，保证变压器有较长的寿命。其他的导则也要求每条低压侧母线不能超过4台断路器（确保一条母线故障，不会造成太多的断路器停运），每条馈线承担的负荷不超过8MVA（基于现有的馈线尺寸）。所有的这些导则都是基于过去技术分析评估的经验规定的。这些导则的有效性在实际应用中得到了证明。

假设该变电站的峰荷在未来4年后达到68MVA，再过10年达到78MVA。用传统的方法，规划人员在评估所有备选项中找出最佳的方案（成本最低），那么在这种负荷增长条件下变电站不会违反所有的导则，如图19.9所示。备选项目包括将负荷转移到邻近线路、负荷较低的变电站以及资本更集中的备选项，涉及到更换设备等。规划人员将选出成本最低的方案，该方案通常意味着具有最低的现值，未来的O&M成本也最低。

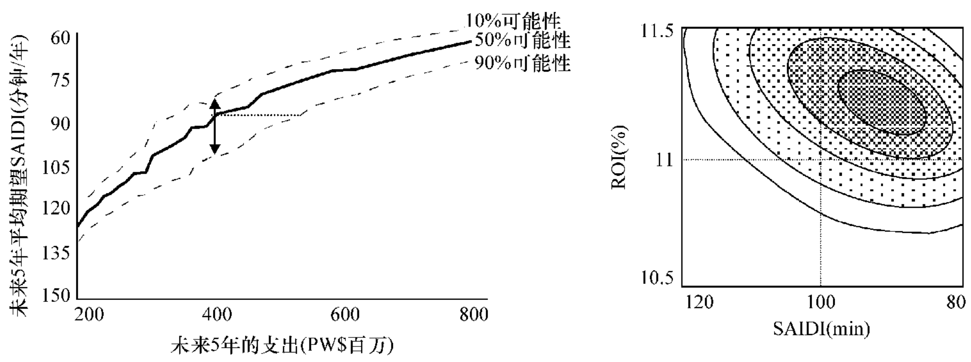



图19.9 美国一个电力企业在研究资产管理策略时的信息，目标是实现SAIDI为90min，投资回报率达11.2%。左图为帕累托曲线，包括10%、50%和90%的水平。右图为方案中可能的SAIDI和ROI结果。SAIDI和ROI是相互关联的，主要是受天气等因素的影响：夏天温度高，利润会比较高，但会对系统和设备带来额外的压力

在这个例子中，成本最低的备选项包括：（1）最终向邻近变电站转移6MVA的负荷；（2）用两套50MVA的变压器替换现有的变压器（承担72MVA的峰荷）；（3）对两条母线和8条馈线进行升级，使每条回路可承担8MVA的负荷。为了协

调其他工程，规划人员提供了包含所有备选项的方案，能满足相关导则且成本最低。

资产管理在考虑诸多因素后，决定在这种情况下接下来要做什么，关注最终企业期望的结果，并且不违反变电站的设计导则。做出这个决定要考虑其他的需求、机会等因素，要协调各工程之间的竞争关系。这和传统的方法大不一样，企业并不是对秉承这些导则真正感兴趣，而是对提高用户服务质量、满意度、设备可持续工作、全局成本最小等方面感兴趣。通常，设计导则是实现全局成本最小的间接方法。

有些工程师和规划人员也关心资产管理会降低企业的相关标准。从狭义的角度来看，可能是这样的，但要意识到传统方法中没有考虑到的问题是什么。变电站设备的运行条件没有考虑到。也许变电站的很多设备都已老旧，当然就需要高昂的维护费用，并在未来期望能提供边际可靠性，在可预见的时期内，替换设备。或者变电站的设备是新的，处于良好的运行状态，具有一定的过载运行能力，频繁的操作引起的磨损比过载更大。

传统的方法也没有考虑变电站停运给 KPIs 和与变电站相连的设备等带来的影响。馈线网络老旧，容易发生故障。由于在该地区变电站的运行限制，停电之后恢复供电，可能会比较耗时且有一定的困难，结果是由该变电站供电的用户会觉得服务的可靠性比平均水平还要低。带有馈线升级的新变电站，可能会解决负荷越限的问题，提供更可靠的保障或者出现相反的一面。该变电站之外的回路或与邻近变电站相连接的回路，要实现自动化，这样就能在紧急情况时，检测出故障地点，快速转移负荷。在这种情况下，变电站的可靠性和相关的严格标准都已不重要。因为一旦变电站停运便可快速修复。

尽管变电站导则对规划人员依然有用，但采用资产管理就需要考虑在变电站内将要做什么，以及大型电力企业应怎样做出合理的支出计划。将所有的因素综合考虑时，企业可能会做出如下决定：

1）什么都不做。“零基础”这一备选项应成为计划中的一部分㊀。

2）在传统情况下，做好要做的事情。在预算范围内，做好变电站升级和馈线布置任务。

3）对变电站和馈线系统不做任何升级，只增加检修频率和全面性。这意味着负荷率和设备故障率将潜在增加。

4）对变压器、母线、断路器、馈线都不升级，只增加两台额外的 8MVA 的断路器（每条母线配一台）。这违反了传统的每条母线配 4 台断路器的规定，但能承担 72MVA 的峰荷供电任务。该计划也将增加变压器和母线的检修频率。

5）对变电站和馈线系统不做任何升级，只将与变电站相连的馈线实现自动

㊀ 对这些进行分析能证明为什么“什么都不做”是不可接受的，并能提供一个确定效益的基准，能为其他备选项提供完整有效的参考。

化，这样调度员就可掌控负荷变化，在紧急情况时实现远程控制。该计划可能会增加检修频率。

6）在附近新建变电站的馈线网络。

7）其余的选项计划。

所有的这些选项，都应基于投资组合工程背景下的多KPI进行评估。另外资产管理方法要采用风险评估，将从负荷预测评估开始。该预测值较高，则说明负荷越限的可能性低；若预测值较低，则越限严重程度可能更加糟糕。风险评估应考虑出现极端情况的可能性，计算解决这些问题要花费的成本。这需要企业做出更加明细的预算使风险降低的决策。

## 19.4.2 实施项目评估和投资组合选择

很多企业过渡到资产管理的原因是认为项目评估和投资组合选择是最重要的因素。然而人们在项目评估和投资组合选择以及如何学习“资产管理”方面的变化和原因是一样重要的。这些改变产生的结果是，即使没有工程评估、投资组合选择和风险管理的过程，也将提高资金的使用效率。

图19.10展示了部分决策过程，因为该过程适用于东区变电站资产管理方式，因此绘制方式类似于传统步骤图19.9。请读者切记，最终的选择不是由图19.9所示的“隔离”，而是图19.11所描述的通过投资组合优化所得。在该图中，同时呈现变电站要做什么的决定和处理好企业所有的需求等内容。包括考虑所有的成本，以及实现既定的KPI指标的业务影响等（如表19.1所示）。关于本例的决策，以及对其他所有的情形，与基于效益、成本和其他不确定因素的工程间会存在竞争关系（见图19.10）。

当处理一个问题时，传统的规划和资产管理都尽力给出一系列的备选项，来处理这个问题。在传统规划中，这些备选项中的最佳项（成本最低）通常优先实施。资产管理与之截然不同。先将一些相同的备选项列出，但在优选过程中，仍保留所有的备选项。有一些选项可能是低成本、低收益的，其他的可能是高成本、高收益的。如果不同时考虑其他的选项，那么从总体的KPI角度看，哪个选项适合于整个组合并不明显。在资产管理中，必须同时在同一地点同一过程中，做出所有与资产相关的决策。

### 19.4.2.1 约束是成功实施的关键

对图19.11所示的资产管理过程而言，认证和对约束的合理利用是成功的关键因素，值得进一步探讨。合理地使用约束，在很大程度上决定了资产管理投资组合的实用价值，并可增加该计划的全局价值。即使约束得到了合理的利用，排名的算法也很难找出符合所有约束的最佳的方案。这也就是为什么在成熟的资产管理过程中会采用严格的最优化算法，而不是投资组合阶段的排名算法的原因。

在任何实际企业的资产管理过程中存在很多约束。作为一个经验法则，比工程

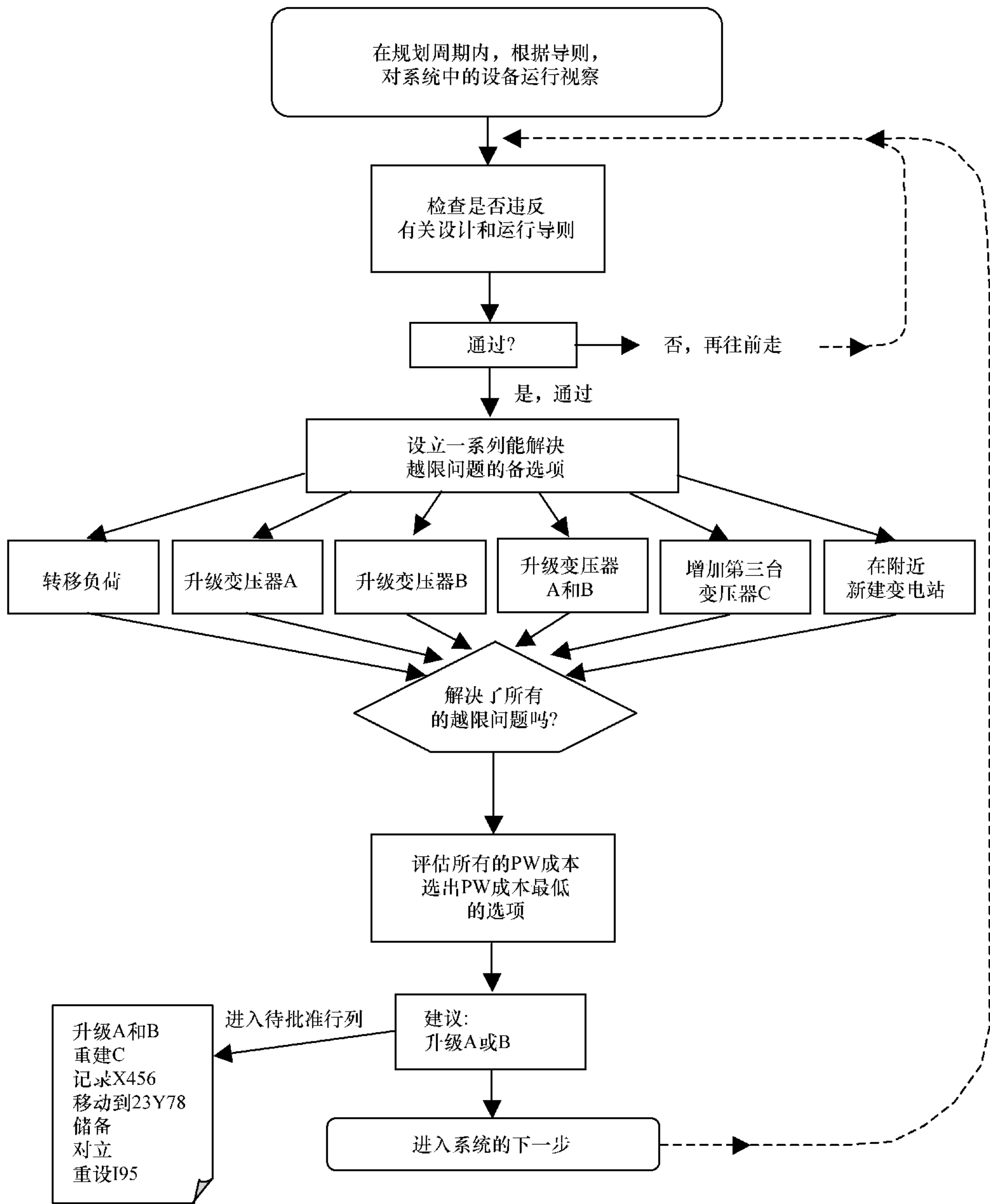



图 19.10 企业做出支出计划的传统过程，是以系统规划中的预测容量，或评估设备的状态开始的。支出需检查有没有违反相应的标准。这与上述所示的过程相类似，找到能以最低成本修正偏差的工程

数更多，但不会超过工程备选项的总数。比如一个拥有 582 个工程、1480 个备选项的企业，在投资组合规划阶段，有超过 900 个约束条件。这些约束由最优化算法

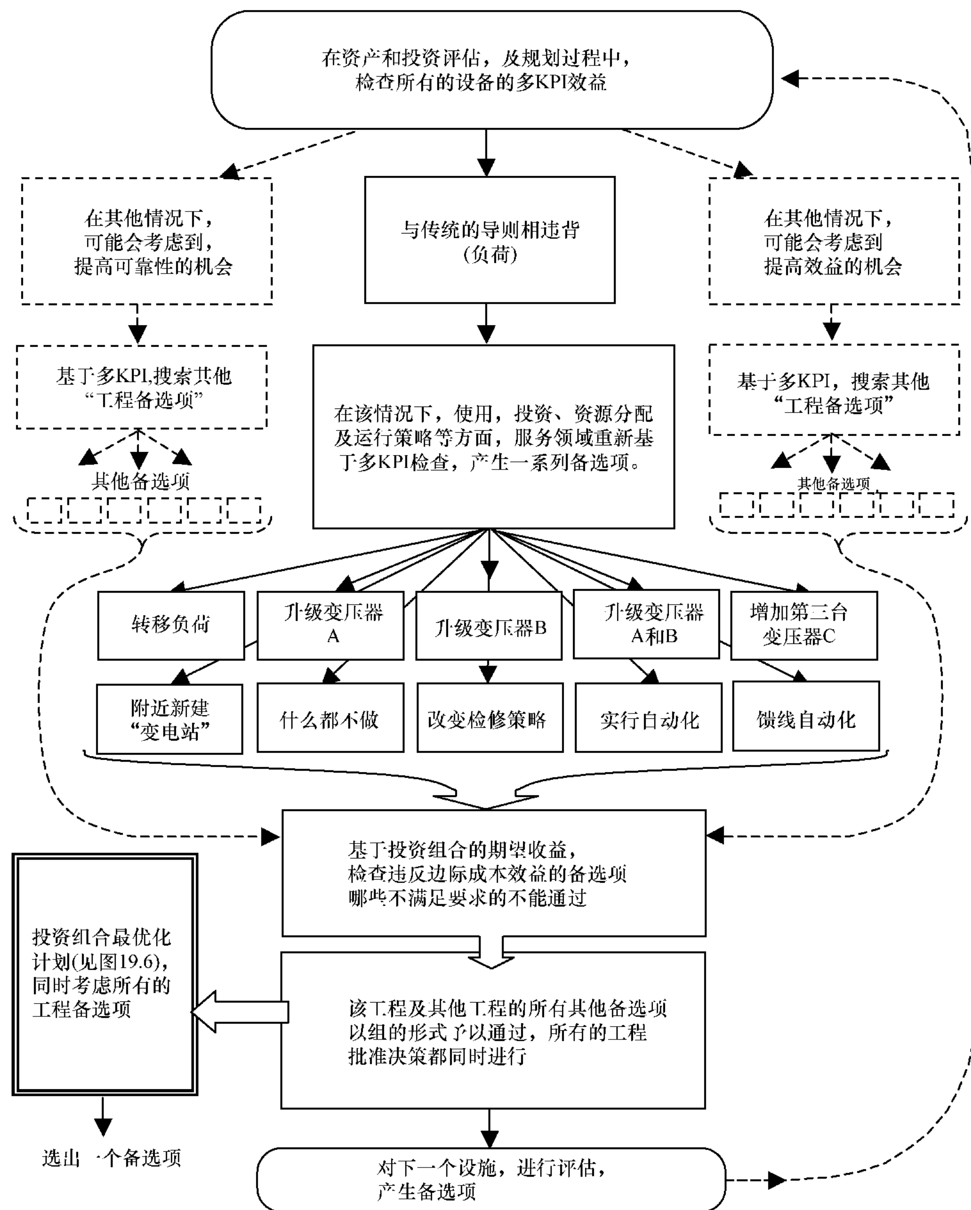



图19.11 与传统过程类似，资产管理定期检查整个系统需要更正的不足之处，以及寻找投资和提高效益的机会。备选项，不是建议的选项，在投资组合最优化过程中可以通过

自动生成，绝大部分具有“常识”特性，这样就可只找出合理的方案。其中一个例子就是每一个工程都有约束，有多个备选项，但最后只选出一个（比如，在图

19.10 中，10 个工程备选项中只选出一个）。电力企业规划人员还增加额外的约束，表示必须要实现的目标或所面临的限制。以下为一些例子：

1）如果之前选出了工程 Y 的 2 个或 3 个备选项，那么工程 X 的备选项只能选出其中一个（比如，企业只能新建母线，与系统和电源相连）。

2）在 7 号地区的基建工程，至少需要 250 000 美元（企业承诺当地政客，会在其听证会上拿出一部分资金）。

3）在断路器项目工程中，资金不超过 0.124 亿美元。

4）在断路器项目工程中，资金不少于 0.078 亿美元。

建立约束条件，代表了在资产管理在实际工作中的良好应用。有效地使用这些约束条件会获得经验的增长。

总体来看，图 19.9 和图 19.10 所描述的传统指导过程可能对东部变电站起不到指导作用。在极端情况下，可能会决定一种不同的投资更多的方式。最重要的一点是，资产管理基于整个投资组合来期望工程能获得的收益。这个工程只是一系列的备选项中的一个：

1）在企业的预算限制和约束范围内。

2）实现所有的 KPI 指标。在各种情况下目标都可实现，但没有必要超额完成。

3）最小化 CAPEX 和 OPEX 的现值。

在选择建议的投资组合时，寻找能实现所有 KPI 指标的备选项。在有些情况下，企业的优化运行将花光其预算限额，而没有实现任何的 KPI 指标。在这种情况下没有可行的方案，预算必须要增加或 KPI 目标必须要减少，或者实施收益更大的工程。理解 KPI 指标之间、KPI 与预算之间相互关联的关系是很关键的。

**19.4.2.2　在基于风险的规划中的条件批准**

图 19.11 展示了最优化的投资组合，包括两个被批准的工程，第一种是直接批准的项目，第二种是“有条件批准”的项目。第二种包括一些可能批准的工程或项目的子类别，取决于一些结果是否会发生。比如，一个电力企业经历了一个非常炎热的夏天，收入可能会超过“平均年”的期望值，但对变电站和其他主要设备造成的压力也会高于平均水平（见图 19.7 的右侧）。条件工程集包括一个或多个工程，减轻炎热天气带来的消极影响（比如，设备在夏天可能有一定的风险，钱是额外的收入。项目是否被批准，取决于该年夏天天气是否过高）。同样地条件工程也包括一个或多个工程，即“如果负荷增长超过了预期的水平，我们将花更多的钱满足客户的需求”。这样的工程允许基于风险投资组合方案中包含必要的概率元素，用以控制风险。

## 19.4.3　不能取得好的结果时的折中办法

有很多企业都试图采用基于风险的资产管理，在传统和投资组合选择之间做一

个折中，采用“半定量”的方法进行投资组合选择。这种方法不是让所有的备选项都通过，而是输入工程数据集（图 19.11 中的投资组合中的 3 号），只选择传统方法可能也会选择的项目（也就是图 19.9 中的例子）。企业采用这种方法，是因为该方法可以简化，减少投资组合优化中所需的数据，极大地减轻了工作量。另外，企业允许采用一个更简单的算法（绝大多数情况下都是简单的电子表格）。这种方法可确保只有和传统方法相关的项目，才可进入到投资组合的过程中。大多数情况下只有满足传统标准或与之相类似的工程，才可进入投资组合的过程中。因为这个“答案”的实用性更强，这使得向资产管理靠近更简单。

这种方法的问题在于，产生的投资组合本质上是传统的“半度量”方法来计划的，但其绩效和效益与传统方式相比只稍微增加了一点点。如果没有实现 KPI 指标，那么就需要考虑所有可能的交易。通常，资产管理只有当有能力在其中一个项目少投资，将省下来的成本投资到其他项目上时才会比较有效。根据作者的经验，只有把资产管理方法应用于以下所有的投资组合过程中，才会产生好的结果：

1）使用多 KPI，涵盖企业所有的指标。

2）使用严格的最优化算法（和简单的排名相反）。

3）采用约束条件，定义相应的限制和要求。

4）项目选择时，通过项目潜在的结果和使用成本。

应用于这些方面的资产管理过程，与传统的方法将截然不同。由于这些变化使传统规划人员感到陌生，至少在观念转型的初期，需要一个强大的行政预测和管理观念的改变。正常实施是可以保证的，因为资产管理可以给企业带来积极的影响，包括对企业的顾客、持股者和雇员等。

### 19.4.4 限制“必须要做”的项目

任何成功的最优化过程，都需要识别出“必须要做”的项目。这就意味着不管该工程对 KPI 的贡献或花费如何都需要批准。每一个企业都有真正必须要做的项目，因为在实际的决策过程中都需要这个特性。此外，这个特性给规划人员提供了学习能力的机会，规划人员都希望项目拥有这个特性[㊀]。但对一个成功的资产管理而言，“必须要做”的项目不能代表大部分的资金。企业在投资组合优化过程中，必须努力使“必须要做”的项目降到最少。不能做到这一点，将会使很多资产管理的方法失效，尤其是折中的方法。很多企业第一次使用资产管理，结果出现很多“必须要做”的项目，这是因为使用了 19.4.3 节中讲述的折中的方法。企业采用这种方法，常用于“必须要做”的项目，最终要提高原预算额的 70%。

考虑到有一些特殊的需求（当某一个地区的负荷，需要由该系统供应的话，

㊀ 某个工程项目可暂时作为“必须做”的项目，以使最优化方案中强制实施该项目。考虑到该项目必须实施之后，工程项目规划者只需对其他的项目进行决策。

系统需要做相应的改变)，就需要做一些事情。由于只能有一个工程进入到投资组合优化过程中来满足这种需求，该过程看起来也是合理的（尤其是从传统的角度来看)，这就是“必须要做”的项目。考虑以下例子，在一个新的地区需要建成拥有 300 个用户的项目，通常企业会看相应的设计标准，然后提交相应的扩建工程方案。如果企业不是采用工程备选项，那么该工程就会贴上“必须要做”的标签，因为有新用户需要供电。同样地在其他类似的情况下，在许多其他场合也会发生。投资组合优化的结果是出现了过多的“必须要做”的项目，花尽了预算，并且不能灵活地挑选以实现协同优化。以这种方式实施资产管理，收益较少。

在基于备选项目的方案中（见图 19.9 和图 19.10)，规划人员不但为该工程设计一系列的备选项，同时还有一些必须做的约束。这个备选项可能包括之前描述的馈线扩展工程以及其他工程。其中一个工程可能是新建变电站，另一个是采用不同的标准建设馈线，或增加断路器、接入分布式电源，或这些措施全都采用等等。这些备选项目会在投资组合中对 KPI 和价格带来波动，允许与计划相匹配以使效益最大化。但是这些都不是“必须要做”的项目，在投资组合优化过程中，会建立一个约束以使备选项目能满足需求。[⊖] 由于采用了备选项，给投资组合选择算法提供了更大的灵活性，极大地提升了预期的效益、降低了成本。毫无疑问采用这种方法，优化的工作量会增大，但这些大部分都可实现自动化（降低成本，达到一致性)：那就是电脑和现代技术的应用范例。

## 19.5　改变理念和方法

在电力输配电企业中，对于工程师、运行人员和管理人员而言，首先要明白为什么要有电力系统？电力系统需要做些什么？采用资产管理，利用现有的系统实现公司的经营目标而不是向用户供电。随着时间的推移，会使组织的态度和价值观发生转变。这也意味着人们如何工作会发生改变。

首先，每一个人都愿意相互合作。合作需要管理者、规划人员、运行人员等进行更多的沟通，分享更多的信息，相互之间比以前要有更多的“折中”。对于其中一部分人，他们的工作和责任只做微小的变化调整。对于另外一些人员，他们的整个工作的作用和目的都要改变。信息系统会变得更加集中，使决策者更容易获取所需数据的能力，提高沟通和协调工作的能力等。信息系统人员，只需改变他们的心态。然而，变化的资产管理需要信息系统的支撑是一个数据驱动的过程。

第二，决策过程需要考虑很多的商业案例。即使像传统的单一工程，像变电站设备也需要有商业案例评估的步骤。在获得批准之前，所有的决策都应以商业案例的形式呈现。

---

⊖　另一种实现的方式是以分组的形式，以某种方式选择供电用户达到 300 的工程项目。

第三，需要获批一个通用的“标准化”项目文件和获批的理由，并进行性能的跟踪。在传统的范例中，对规划人员而言，以自己公司的标准来展示规划计划，且能满足规划目的实现，是相对比较简单的。通常这都是由特定的部门进行分析。在资产管理组织中，不仅要满足公司的要求，而且每一个人需要记录一组更多样化的业务属性，并提出他们的优化建议。况且对一个资产管理企业而言，更关注的是与目标相违背的结果。在过去变电站变压器在带载的情况下，一旦资金用来升级改造变电站的话，变电站变压器就要按照指南加以检查。相反，资产管理的企业更关注一套复杂的措施：“维护成本降低了吗？客户服务质量提高了吗？资金成本足够吗？

资产管理意味着较大的改变，包括传统企业的管理框架、财务信息、规划、优先级和操作运行等方面。然而如果其可以成功地实施，资产管理可以提供系统效益、降低成本，更好地进行风险管理。

为了达到目的，资产管理需要在整个企业内进行。涵盖资金的使用、检修、维护、经营预算，以及各部门的优先权等。对于企业的管理人员和变电站的运行人员资产管理意味着公司所期望的收益和所做出的决策会更加注重商业价值。随着时间的推移，要考虑到的因素会更多，与企业中的很多员工都要相互沟通和交流。

## 19.5.1 资产管理不应降低标准

正如任何组织进行变革时，都会遇到阻力，当企业从传统方法变革到使用资产管理时也会遇到一些困难。因为资产管理考虑的是“更廉价的选择”，很多人都认为组织会降低一些标准并且不会做的像传统方式那样多。这是一个狭义并容易被误导的结果。事实上，资产管理与商务业务目标更加联系紧密，所以不可能降低标准。从实施的角度来看，这实际上是提高了标准。

不管怎样，由于变革而引起的变化阻力是意料之中的事，大体上来说，一些阻力是随改革进行自然产生的。然而，也存在一些额外的因素。资产管理中要求的一些工作更难，需要一些特殊的技巧。规划师和工程师可能会觉得自己在传统方法中是技术专家，但在商业驱动的方法中，可能会对自己的能力不自信（很多工程师对商业问题不感兴趣），所以会有一些抵触心理。

如果改变管理方式是有效的，资产管理也能很好地实施，企业可能会出现以下两种结果：

1）规划和决策会变得更困难，投资成本更大。过去采用快速的方法，“先做这个，之后再向前推进”，是主要的方式。现在企业必须收集并使用各种信息，做出多 KPI 决策，和过去不太一样。另外规划人员必须要考虑很多备选项。最终企业必须跟踪取得的多 KPI 效益，以验证所建立的模型，并加以修正。所有的这些措施都需要额外的数据，并采用现代的信息系统加以分析。

2）为什么提高商业效益？因为资产管理可以找出“传统的解决方案”。无论

何时提供收益更大的或风险较小的方案，都能挑选出一个不同的方案。资产管理在选择不同方案时，可以提供更多的经营业绩或降低投资风险。

### 19.5.2　资产管理并不一定要减少支出

资产管理已经被很多企业所采用，试图以此来降低成本（Brown、Marshall，2000）。在这种情况下，企业不可能像过去那样承担任何费用，企业利用资产管理进行资金的支出优化和削减预算，因此资产管理在部分行业中获得了削减成本措施的名声。

毫无疑问，资产管理可以帮助一个财政紧张的企业，以尽可能好的方式使用有限的资金。早期一些例子，通过资产管理在降低支出水平情况下，不影响 KPI 指标的达成，导致企业想通过利用资产管理进一步削减成本来提高效益。资产管理可以很容易被企业所采用（从商业的角度，应尽可能地提高资金的使用率），因为能更好地分配现有资金。

通常资产管理可以更好地意识到这些问题，比传统方法的投资要少。在降低风险以及项目工程协调方面会增加开支，但却能够与其他工程或项目产生协同作用。另外，也存在长期供应方面的影响。但最终由于提高效益的资金使用量减少了，供应和需求将会上升，尤其是在资金使用效率较高的地区。当资金使用效率提高了，企业往往会进一步提高用户的服务质量和系统的性能。

### 19.5.3　变电站人员需要提高文化水平

资产管理的方法会对与变电站紧密联系的工程师、管理人员和运行人员在组织、文化上带来较大的改变：扩大组织在企业级监测和信息管理中的作用。传统意义上，变电站由于扮演着电力输送的角色而被重视，并具有一定的优先权：变电站是输配电运输和控制的关键“路站”，这个角色在未来也会更加重要。

然而正如 19.6 节中讲述，资产管理优先权和现代技术优势相结合，必然使变电站作为企业信息技术系统的“数据枢纽”。未来变电站不仅是电力输送中的关键枢纽，也将成为数据收集系统的基石。企业分享全公司的数据，并应用于各种场合。其次，IT 将为变电站服务，对公司中的很多人来说，IT 和电力输送同等重要。变电站的运行人员也必须将两者都视为同等重要的两方面。

## 19.6　变电站资产管理

从本质上讲，资产管理涉及到企业的各个方面，因为它关注的是全局的效益。然而在某种程度，资产管理的概念可以以“变电站资产管理”的方式，有效用于变电站中。该方法将关注所有的支出决策，以及对与变电站相关的 KPI 的影响、与变电站效益相关的风险等方面。变电站资产管理意味着在决策方面更具灵活性，需

要收集和使用更多的数据，在决策过程中要求更加严格。总体来说，大多数与变电站相关的企业人员都会适应这种变化。

当使用资产管理进行决策时，考虑的是企业期望变电站能取得怎样的收益。示例结果来自美国的电力企业，具有一定的代表性。然而，很多企业在某些方面存在差异：服务地理区域、气候、客户统计、环境、内部人员、系统设计和年龄分布、电力需求或商业目标等方面。由于企业的各个方面存在较大差异导致结果不一致。因此，该例子不具有普适性。

## 19.6.1 采用生命周期管理

一般来说，资产管理在主要的电力设备、开关设施方面的投资，比传统方法略多，但是这个设备（负载，操作）会比传统惯例中使用的更加频繁。资产管理试图巧妙平衡寿命和使用率等方面（平衡各方面，产生协同杠杆作用），以实现效益的最大化。这需要做出一些权衡，减少检查和维护量，并且：

1）由于存在故障，经济效益会降低；

2）由于存在故障，设备的使用寿命会降低；

3）运行成本的可预测性降低。

无论是哪一种方式，都会使设备的价值降低。相反，如果在检查和维护上花费过多，收益反而会减少。因为可以通过投资其他方面来提高 KPI 效益，而不必单独投资于设备。

同样地，在企业中采用“耗尽设备的使用寿命”的策略，从而提高商业价值，但是这些策略会耗尽设备的剩余寿命。另一方面，负荷低和设备利用率低，设备的使用寿命就会变长，但也意味着设备每天运行所带来的商业价值减少。最后，公司的商业需求将促使如何权衡这些利益。在各种情况下，资产管理都试图将这些内容最优化。这些内容都会影响到全局效益。[⊖]

通常从 KPI 的角度来看，会建议在检查和维护方面投资更多，可以起到预防故障发生的作用，而不是像传统方法那样。然而，这种建议对于传统的 O&M 类型是不适用的。比如，不增加维护频率，资产管理可能会建议某个设备的关键部件实行在线监测。

使用资产管理常常会增加变电站投资的原因是，变电站会影响很多 KPIs。首先变电站需要很多昂贵的设备，因此需要对变电站重点关注。不只是这一个原因使变电站影响 KPIs，如表 19.1 所示，包括所有的与可靠性相关的指标，以及预防大停电事故的措施。表 19.1 所列的指标中，唯一一个与变电站输配电系统不相关的

---

⊖ 比如，过载运行不仅会降低设备的寿命，每年还需花费额外的维护费用。因此，采用过载运行的策略，随之而来的是设备维护成本的增加。另一方面。设备承受的负载和压力增加，检修和维护也将更频繁。合理的资产管理计划应该考虑这种关联关系。

指标是公共安全，该指标也是最为人们所关心的。最后，变电站和其中的设备具有一定的优先权。

尽管资产管理想要维护好变电站设备，但这种基于商业驱动的方法会通过提高负载率使设备“物有所值”。若只采用生命周期投资效益分析来确定负载率的话，可能会得出这样的结论：变压器的“最佳”效用是负载率使其预期寿命为 25 年（Willis，2004）。不同的企业得到的结果可能会有所不同，但使用资产管理得出的设备负载率比用传统方法得出的结果要高。在 20 世纪 90 年代经济较为紧张的时期，有一些企业会增加设备的负载率，但这是毫无意义的。资产管理实际上会降低这种情况下的负载率。

紧急情况下，采用资产管理会通过风险平衡的结果提高设备的负载率（见图 19.12）。通过对成本和预期结果的研究，会得出在很多情况下投资较少的决策。比如根据传统方法，在主要设备发生停电时，需要通过增加设备的容量来减低设备的负载率。“如果发生了特殊的情况，可以选择接受设备在短时间内的高负载率，而不需要额外增加设备容量”。基于这种考虑，资产管理往往会降低在这方面的支出。

### 19.6.2　状态检修

资产管理的采用，使企业不可避免地采用基于条件的、以可靠性为中心、效益导向的设备维护方法（van Schaik et al.，2001）。最终，使系统的效益达到一个稳定点，既是明确的也是不明确的。不论如何，组织更加关注对设备的检验及检验数据的应用。并且，对于设备的检修任务，更加注重“货真价实”（Osteegaard 和 Jensen，2001）。比如，某电力企业拥有 1600 台中压断路器，其中可能有 150 台断路器可能因为运行环境较差或处于关键位置，所以这些断路器所需的维修次数比其他断路器都要多。同样地，也有可能有 150 台断路器所需的维修次数低于平均值，在这种情况下，资产管理会花更多的钱对前一组的断路器进行维护。

大型的电力企业任何一年的维护量，都远远超过 150 台断路器。不考虑其决定进行维护的数量的话，对这 150 台断路器进行维护与否的收益差别不大。因此，要将这 150 台断路器与计划好的检修断路器区分开，并确保对这 150 台断路器进行维修。采取这两个步骤可以显著提高维修活动的资金使用率。

高效的视情况维修的关键在于对设备的检查及合理使用检查数据（Butera，2000）。为了更好地维护设备，企业需要了解 1600 台断路器的状态。为此，不仅需要对设备进行检查，还要根据检查结果对设备持续关注。因此，检查项目在变电站资产管理中具有最高的优先权（一般的过程包括：检查、保留检查记录、使用评估后存档的数据）。

### 19.6.3　大停电事故及变电站优先次序确定

美国企业的大型投资者在规划过程中会考虑 KPI 因素衡量大停电事故的可能性

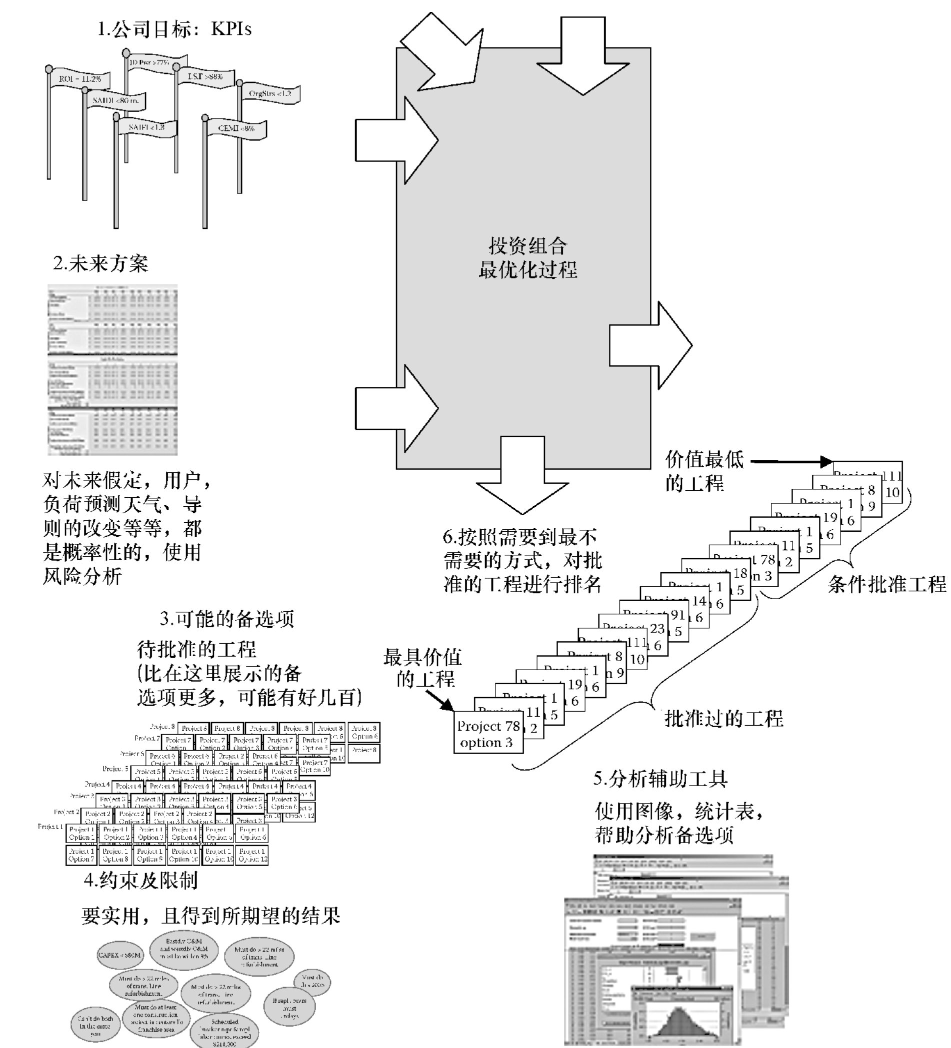



图 19.12　资产管理投资组合最优化过程，需评估所有工程中的所有备选项，以选出能实现所有既定目标，且使目标最大化的组合。有两种策略：公司的目标以 KPI 指标表示（1）前景展望及设想（2）战略包括所有的工程备选项（图 19.5）（3）和一系列的约束（4）（你可以做工程 A 或 B，但不能两者同时做）。输出包括图形、统计数据，以帮助规划人员理解备选项和投资组合，以及这样选择的理由，全局的效益结果（5），投资组合（6），建议实施的一系列备选项（很多备选项目没有列出来）。有条件批准的项目，会在文中解释

和严重性。这种意料之外的停电波及的范围更广，常常会成为当地报纸的头条新闻，存些企业称他们的大停电措施为 BBOM。并认为任何非风暴及非短路相关的停电波及到 30，000 个客户及以上，或者停电超过 4h 的可称为大停电事故。他们的

BBOM 即某停电等级下用户每年的停电分钟数，可通过概率可靠性评估方法计算（Brown，2001）

对大多数企业来说，停电波及的范围越广，企业承担的成本越高。因此在出现大停电事故时，减少 1min 的用户停电时间所降低的成本幅度大于出现小停电事故所降低的成本幅度。另外，大停电会引起公众和媒体的注意，会损坏企业的社会形象，从而增加企业的社会成本。即使停电事故频发，也尽量不要在报纸等媒体中出现相应的报道。BBOM KPI 侧重于减少这类停电事故，而不仅仅是降低 SAIDI 和 SAIFI 等可靠性指标。

BBOM 使得变电站具有一定的花费优先权，尤其是高电压、大容量的变电站。在配电系统和更小型变电站中对至少要求 30000 个用户的措施及类似措施的影响非常小。因此，采用 BBOM 会将更多的开支用于大型变电站、输电设备以及相应的控制系统，见表 19.4。

一般来说，将大停电加入可靠性项目中对企业来说花费很小，假设企业使用表 19.1 中的数据进行投资分配（已采用 BBOM）。无论有没有将大停电加入可靠性项目，为了处理 BBOM，全部的花费为 0.016 亿美元。原因 BBOM 将使用在配电和服务上用以减低 SAIDI 和 SAIFI 指标的 0.07 亿美元（2.3%），用在高压或特高压水平上，降低 SAIDI、SAIFI 和 BBOM。这些钱大部分用来投资和维护变电站。额外需要 0.016 亿美元作为 BBOM 的转移费用，因为 BBOM 降低，SAIDI 和 SAIFI 的效率较低，所以需要额外的资金用以填补这部分的缺额。

**表 19.4　系统的投资分配——百万美元**

| 系统水平 | 达到所有的目标除了 BBOM | 达到所有的目标，包括 BBOM |
|---|---|---|
| EHV（345～230kV） | $63 | $64.3 |
| HV（161～69kV） | $81.3 | $88.7 |
| 配电（>69kV） | $163.5 | $160.9 |
| 服役中的变压器 | $65.3 | $61.1 |
| 新客户接入 | $75 | $74.8 |
| 总花费 | $448.2 | $449.8 |

## 19.6.4　变电站中相关的先进技术

很多变电站资产管理投资组合计划中都有一个特点，就是大部分投资都用来提高控制系统的性能，而不是设备的容量。现在的大范围使用自动化技术的趋势并不主要是由工业转移到资产管理驱动的，尤其是在变电站中。很多公司都采用了先进的检测、控制和信息系统。在这些措施中，在线监测可以降低故障率，以及像变压

器这样的主要部件故障造成的损失（McCullough，2005；Timperley，2005）。

除了有这些优点，多KPI影响下决策体系还可以从变电站自动化系统中得到很大的好处。状态监测系统可以降低失效率和故障率，延长设备的使用寿命。如果与自动交换系统结合，还可缩短由于设备故障导致用户停电的时间。因此，变电站自动化能提高很多KPI指标。

如果变电站自动化系统和企业内部系统相连，还有其他好处。公司的决策人员在资产规划过程中，可以使用从变电站中收集来的数据。由于这些原因，很多向资产管理方向转变的企业发现他们实现变电站自动化的速度比预期的要快。

## 19.6.5　与设备管理有关的不同理念

### 19.6.5.1　视角和文化的改变

尽管资产管理有助于资助维修，但由于实施资产管理需要做较大的变化，尤其是多种形式的变化，很多企业的老员工都感到不满。传统意义上，很多企业及企业员工将他们自己视为“设备管家”。作为设备管家，他们的工作就是照料好系统中的设备，将故障率和失效率降到最低。从他们的角度来看，设备的故障是企业和员工的责任。用一个变电站维修主管的话来说，“如果现在变电站中的所有设备在35年前我刚来这里工作的时候就已经在正常运行，并且直到我退休时依然处于良好的运行状态，那么从某种程度上来说是我失职了”。

资产管理需要从一个与众不同的视角入手。设备是基于商业需求而购置的。设备属于商业工具，需要在企业整体的经营过程中使用，只有当维护有益于完成商业目标时才会对设备进行维护。和传统方法相比，资产管理方法可以为了实现这些商业需求，而提高负载率、降低服务预算，从而会使得设备的寿命缩短。然而，从设备中得到的收益将会更高，如果正确运用资产管理，可以补偿使用寿命缩短的损失。在处理所有基础设施老化问题中都会采用稳定点运行方法，但是资产管理就是明确地要以获得最大商业利益的目标来使用设备。

这种观点在某种程度上就是将设备当成“一次性的”，这是与传统的设备管理文化最大的不同之处，但传统的设备管理文化在某些公司的运行部门中仍然很流行。所以想资产管理的转变会使得很多设备专家及管理者不舒服，还有可能抗拒这一变化。可以通过与人员进行沟或培训来解决这些问题，最终实现平滑地过渡。

### 19.6.5.2　将所有的资本投资组织融入一个过程中

对企业规划人员和决策者来说，资产管理也是主要文化的改变。传统标准驱动的企业范式导致了图19.13中的组织类型。这里，不同组中的规划人员和工程师们，关注导致资本支出的三个因素：增长率、可靠性、设备老化问题。每年，每个组都将精力放在他们所关心的问题，识别出问题所在，修正发现的不足之处。这些项目的需求清单将提交给管理者，已解决的将通过多属性分析纳入到已认可清单中。

与传统规划方法相比，多属性、投资组合、帕累托最优化的资产管理方法的主要优点是可以基于很多因素对工程进行评估，并权衡各种不同的目标和需求。考虑在一个组内重新规划企业的资本投资，可以更好地利用资产管理所提供的优势。在图 19. 14 中，结合图 19. 13 中的三个规划组。候选方案根据以下三个因素进行评估：如何满足客户和负荷增长的需求、如何提高用户的可靠性、如何应对设备老化劣化的问题。图 19. 15 中列出了所要求的工程和公司多属性目标间的优先权等。

就企业的全局预估效益和规划的总工作量而言，这种方法比较适用。主要原因是，很少有工程仅影响三个因素中的某一个。可能会有增加一条低压侧母线和两条变电站出线的工程来满足有新用户入网的系统的电网运行要求。而且那些馈线的添加也会产生与原有馈线的连接点，从而提高了另一部分系统的可靠性。同样地，大多数处理设备老化劣化的工程也可略微提高可靠性。提高可靠性的工程，常需要提高设备容量。由于规划人员只关注负荷的增长，提高设备容量可能会被他们仅仅看作是应对负荷增长的一种方法。

这些方法产生的重叠部分和问题在某种程度上可以通过三个组的规划人员的沟通在传统结构下解决（图 19. 13）。

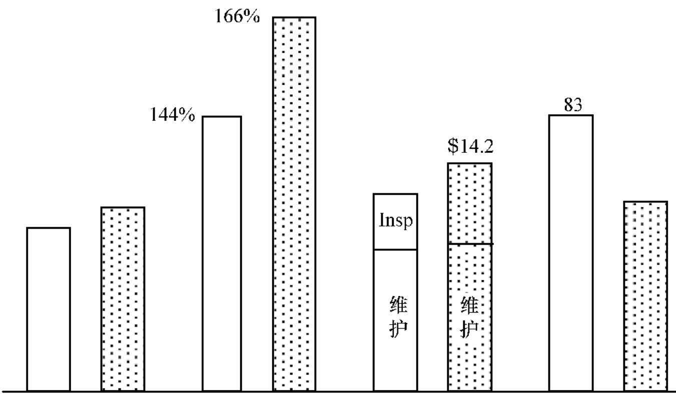



图 19. 13　采用多 KPI 资产管理前后，企业中的配电变电站变压器的所有权和运行策略的对比。非阴影部分为在 20 世纪 80 年代中期和 20 世纪 90 年代早期时，美国工业体系中的惯例。从后面的阴影部分可看出，在设备在维护和服务方面花费较多。对设备的检修维护较多，设备所期望的服务寿命从经济运行点转移下降到最优运行点。图中的检修和维护费用分开表示，详见下文

单组规划的方法（见图 19. 14），从规划过程开始就实现了这一点并且引导了一个思维过程，它不仅把所有项目都视为可在三个方面都起到提升作用的，而且尽可能实现协同作用，从而使资产管理能取得最大的收益。

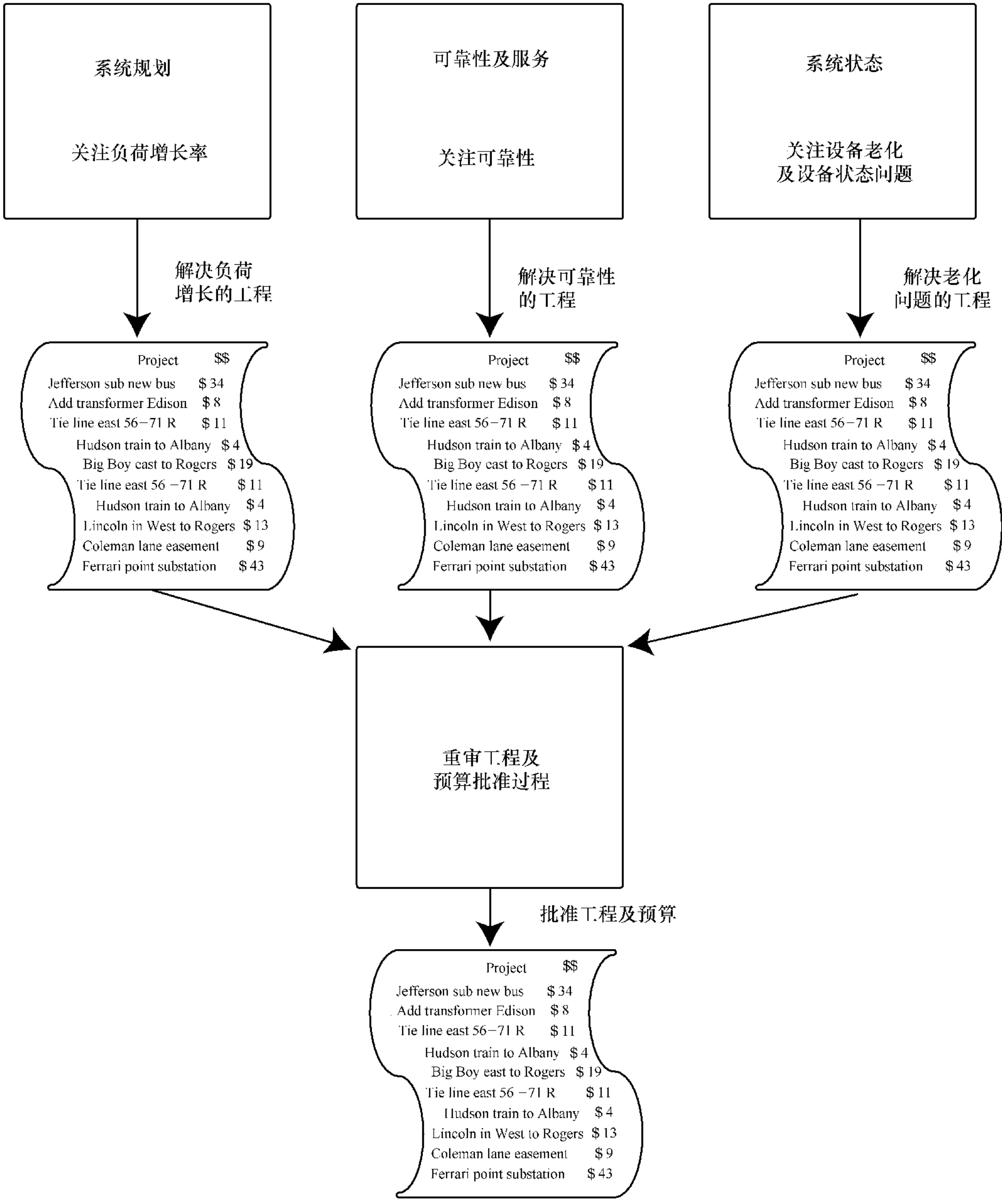



图 19.14 很多企业将负荷增长、可靠性、设备老化问题
分开解决。通过对比、决议和批准过程，将所列的工程提交上去

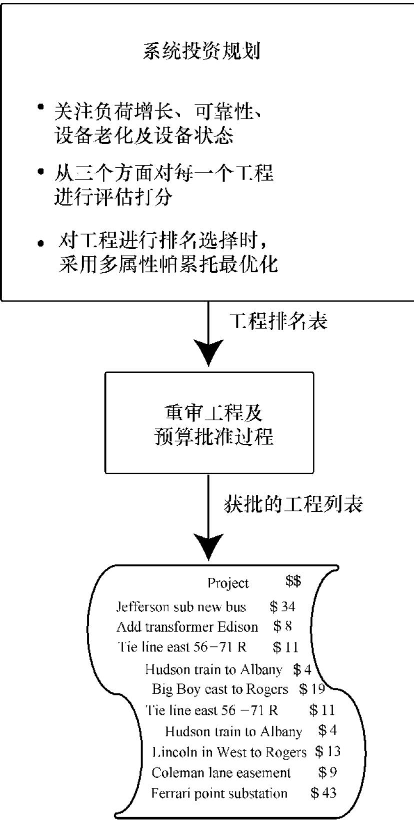



图 19.15　整体性的资产管理方法，将不同的组合并，根据三种需求和对 KPI 及公司目标的贡献进行评估。使用多属性帕累托优化曲线，选出一套最佳的方案，以实现公司不同层次的目标

## 19.7　总结

资产管理是一个数据驱动的过程，尽可能地将所有与资产相关的支出计划和对公司目标的影响结合起来。其决策过程更加严格。对于变电站来说，资产管理意味着从基于设备层的考虑向基于系统层的多 KPI 转变。当一个企业追求变电站资产管理时，可能需要实现以下几种改变：

1）更加关注数据的收集；

2）更加关注风险管理；

3）加强权衡资本支出和维护费用的能力；

4）更加关注工程备选项；

5）加强量化工程对 KPIs 的影响的能力；

6）加强确定工程和工程备选项优先权的能力；

7）提高设备的负载率；

8）关注点转移到状态检修，而不再是维护的周期；

9）提高从变电站自动化系统中收集来的数据的使用率。

由于资产管理与公司全局目标相结合，与变电站相关的资产管理活动需要更长的篇幅才能讲清楚。然而，资产管理中的很多概念可用于变电站中，来进一步提高效益，使资金的使用效率更高，并更好地管理风险。

# 参考文献


Brown, R. E., *Electric Power Distribution Reliability*, Marcel Dekker, New York, 2001.

Brown, R. E. and J. J. Burke, Managing the risk of performance based rates, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, 2, May 2000, 893–898.

Brown, R. E. and B. G. Humphrey, Asset management for transmission and distribution, *IEEE Power and Energy Magazine*, 3, 3, May/June 2005, 39–45.

Brown, R. E. and M. M. Marshall, Budget constrained planning to optimize power system reliability, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15, 2, May 2000, 887–892.

Brown, R. E. and J. H. Spare, Asset management, risk, and distribution system planning, *IEEE Power Systems Conference and Exhibition*, New York, October 2004, pp. 1681–1686.

Brown, R. E. and J. H. Spare, Asset management and financial risk, *DistribuTECH Conference and Exhibition*, San Diego, CA, January 2005, pp. 311–316.

Butera, R., Asset management for the distribution pole plant—Closing the performance gap between traditional maintenance and asset management, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, July 2000, pp. 561–565.

Center for Petroleum Asset Risk Management, Section 3: A brief background of real asst risk management in petroleum E&P, 6 pp., 1999. www.cpge.utexas.edu/cparm/cparm_prosp_v4_03.pdf

Humphrey, B., Asset management, in theory and practice, *Platts Energy Business and Technology*, 3, March 2003, 50–53, VOL III.

Markowitz, H., Portfolio selection, *Journal of Finance*, 7, 1, 1952, 77–91. (This paper covered work for which Harry Markowitz was eventually awarded the Nobel Price in Economics.)

McCullough, J. J., GSU transformer health monitors combining EMI detection with acoustic emissions measurement, *Proceedings of the 38th Annual Frontiers of Power Conference*, Oklahoma State University, Stillwater, OK, October 24–25, 2005, pp. 87–92.

Morton, K., Asset management in the electricity supply industry, *Power Engineering Journal*, 13, 5, October 1999, 233–240.

Ostergaard, J. and A. N. Jensen, Can we delay the replacement of this component? An asset management approach to the question, *CIRED 16th International Conference and Exhibition*, Paris, June 2001, pp. 405–408.

Pareto, V., *Manuale di economia politica,* Centre d'Etudes Interdisciplinaires, Université de Lausanne, 1906.

Philipson, L. and H. L. Willis, *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*, 2nd Edn., CRC Taylor & Francis, Boca Raton, FL, 2005.

Seevers, O. C., *Management of Transmission and Distribution Systems*, Fairmont Press, Lilburn, GA, 1995.

Timperley, J. E., EMI diagnostics detects transformer defects, *Proceedings of the 2005 Doble Conference*, Boston, MA, April 2005, pp. 317–322.

Van Schaik, N. et al., Condition based maintenance on MV cable circuits as part of asset management; philosophy, diagnostic methods, experiences, results and the future, *CIRED 16th International Conference and Exhibition*, Paris, June 2001, pp. 873–878.

Willis, H. L., *Power Distribution Planning Reference Book*, 2nd Edn., Marcel Dekker, New York, 2004

Willis, H. L. and R. R. Schrieber, *Aging Power Delivery Infrastructures*, 2nd Edn., Marcel Dekker, New York, 2012 (fourth quarter, 2012).

# 第 20 章　变电站调试和项目验收

Jim Burke（已退休）
Baltimore Gas & Electric Company
Rick Clarke
Baltimore Gas & Electric Company

20.1　调试………………………………… 442
测试·协调·现场问题·通知
20.2　项目验收…………………………… 445
最后检验或测试·遗留问题清单·"建设"信息·发票·废除剩余的许可证、担保人或债券·档案记录·单位成本估算·项目结算封账·告知利益相关方·总结

在项目建设完成后，应该对以下问题进行检查：系统是否能够正常工作、系统各部分连接情况、项目收尾和核算工作。本章通过分析相关问题，使项目能够顺利进行。

## 20.1　调试

在设备带电的情况下完成变电站项目的最终测试很有必要，以便确定其可接受性和一致性，尽可能满足客户在正常操作条件下的要求。通过与其他部门的协调，能够使变电站正确地与电气系统相连接，并解决突出问题，使操作人员可以完成系统的功能测试。此外，相关的公共事业单位和组织也要意识到相关设备已处于待运行状态。

### 20.1.1　测试

1）电源；
2）继电器；
3）保护措施；
4）通信；
5）接地；
6）消防；
7）主要设备；
8）安全系统。

虽然在施工阶段已经完成部分检测，但是所有部分都应该进行功能性测试，以确保能够正常运行，保证所有的现场检验、测试结果都是令人满意的。然后对整个

系统的功能进行检测，供应商和顾问必须参与这个阶段，以便使产品质量和规格更好地被客户接受。

需要对相关的交流或直流系统进行检查，这些系统作为子系统或主要设备的电源，包括任何类型的电池、发电机、变压器、开关、断路器、操作面板、充电器、氢气传感器以及相关的风扇或通风设备。如果变电站需要系统自启动或者站点是发电厂的开关站，那么还需要对厂外电源进行检查。

必须检验所有的中继设备、互感器、传感器、仪表和简易爆炸装置，这些器件位于主要设备室和控制室，它们能够对系统提供预期的控制和监控功能，并提供适当的输入保护、自动化和通信方案。正如在前面的章节所述，一个调试计划的关键是要确保每一个输入和输出都能够正确的映射在系统的测试和验证中。该系统的运行、监测和保护变电站的设备应根据功能示意图来验证其功能。SCADA 系统与其他通信系统的接口以及操作界面也应该进行测试。除了验证与所述变电站组件之间的适当通信外，与能量控制中心和其他实用元件的通信也应该进行测试。这也可能涉及相关的公用事业单位或互联单位，如尝试与电力系统的通信相连接的非盈利性电厂。此外也有必要把系统监视或建议的客户和供应商包括在内。

在变电站连接到系统之前，有必要先确认变电站内接地网的完整性。在连接到系统的其他部分之前，必须对地网接地电阻进行测量，以便为电气设备和继电保护装置的正常运行提供保证，此外还能保护工作人员的人身安全。

位于设备或建筑物内或其他机箱中的各种火灾或烟雾探测器都应该进行功能性测试。它们的接口控制、通信、报警系统应该连同任何泵类、阀门和喷雾系统一起进行检查。报警系统应该通过实体界面与消防部门相连，以便能够及时发现火灾。如果直接报警而没有对消防部门提供详细信息，那么合适的处理方案则需要在实际中验证。由于该方案可能已经与消防大队协商，可能会涉及几个实际的案例。

许多主要的电气设备都有自己的控制系统，并且它们的监控系统能够正常运行。电力变压器在带负荷运行之前需要进行充放电测试。断路器和开关的操作需要在本地和远程控制室同时进行测试。在整个系统的测试中涉及到制造商、供应商和咨询人员。

在检查所有墙壁、栅栏和锁的完整性及其他问题的同时，还要检测系统各部件的正常功能，如运动传感器、摄像机和门报警器。此时还需要检测企业安全和公安部门之间及时通信的功能。

### 20.1.2　协调

1）发电系统；

2）互联系统；

3）配电系统；

4）公共部门。

在发电厂开关站中，需要对变电站和发电厂之间的接口以及最终的通电界面进行协调测试。如果在发电厂自启动的情况下，还可能涉及到与厂外电源的协调。如果有这些设施的独立所有权，协调工作也将涉及法律和合同的问题。电力变电站和发电厂开关站不仅要与当地的实用系统相协调，还必须与区域电网正确连接。用于监测和控制的通信系统不仅要进行适当的功能测试，而且要证实它们在履行合同规定的义务时能够提供必要的特性。区域变电站必须与能量控制中心正确连接，还要与配电自动化方案相协调。此外，输入和输出馈线的可用性必须协调一致，以满足约定的业务日期。

公安和消防部门将参与任何安全和火灾探测系统的测试工作。公共工程部门将参与水管、排水管和交通等相关问题。此外也有必要告知附近的公众，以免对他们的正常生活造成影响。

### 20.1.3 现场问题

1）许可证；
2）道路；
3）美学；
4）绿化；
5）排水；
6）雨水管理。

许可证的优势往往与设施的建设相关，但也有可能是使用或操作时所必需具备的许可证，现在就应确保已满足这些许可证的所有要求。此外，任何特殊用途许可证的采购应该核查。例如，未经联邦航空管理局的许可，任何高的结构体或通信杆塔都不允许建设。道路的摊铺、车道、转弯处都是根据各种车辆通行的需求来完成规划设计。这可能也包括减速或并入公共道路以及任何需要控制的相关车道。任何石头覆盖的地方或停车场都需要进行装饰。最后出于审美的目的，需要对装饰进行检验，以便获得公众的认可。装饰墙、特殊的围栏、插入的护栏、自定义着色或者任何其他的装饰方案都需要完成。最后的绿化布置需要根据已获批的景观规划进行实施，以确保其与现场的适应性。由于干旱或季节性的需求，可以在条件变好的情况下，种植一些植物。在这种情况下，有必要把延迟种植植物的通知告诉相关的公共机构。在任何情况下，应注意遵守所有维护条例。

应该对整个排水系统进行清理，包括清除围栏周围的淤泥，移走沟槽排污口覆盖的石块。对排水来说，分优先级是必要的，底部的石层必须安装或者用于草坪的修理。止回阀需要测试和安装一定的保护设施，如需要对雨水管理的池塘周围的围栏进行测试，油水分离器系统的功能也需要进行测试。止回阀应该直接连接到公共下水道，并且对这些连接进行正常功能的检查。

### 20.1.4　通知

一旦该设备已运行并可提供相应的服务，需要通知公共事业组织内的各个部门。除了重点通知运营部外，还需要告知规划组织部、企业安全部、公共业务部和法务部。此外，财务部门需要确保各种设施都包括在费率基础之中。

新的设施投入运行后，需要告知公共安全机构，如公安和消防部门。此外，还需要连同联邦机构一起，对当地的政治区和一些州立机构进行发文通知。如美国联邦航空管理局、工程师学会集团等。还要连同特殊用户一起，告知区域互联的相关单位，例如发电厂等。

## 20.2　项目验收

### 20.2.1　最后检验或测试

#### 20.2.1.1　所有者或客户

最后的检验或测试作为完成变电站项目的一个有益措施，可以使变电站的所有者或客户有机会查看原始资料。对于内部实用的变电站项目，在公司内一般的所有者或客户具有权威性和可操作性。对于大多数内部实用变电站项目，操作人员需要在系统运行区域熟悉项目的目的和可交付成果。然而，最终检验或测试无疑为这些操作人员提供许多机会，来验证他们对项目目标的充分理解或者当新技术实施并达到可交付水平之后，可以提供一个学习经验的机会。对于变电站项目，所实现的效果必须满足外部客户的需求。同时变电站的最终所有权在实用性范围之外，通过最终测试还可以提高客户的满意度。由于所有者或客户可能不熟悉变电站的业务，因此，最终的测试也为他们接受这方面的学习和培训提供了重要的机会。

#### 20.2.1.2　承包商

在整个项目中把最终测试和涉及的所有学科都考虑进来是十分必要的。由于这些实体可以直接影响项目的可交付成果，它们对工程的一部分负责，以确保项目的可交付成果。考虑到项目中承包商的角色和责任，对于可能随之而来的所有者与客户的问答环节中，承包商将作为主要的参与者来回答。分步测试从某种角度来说对承包商也是有利的，它可以为没有直接参加该项目的公司员工提供额外的内部学习和培训的机会。

#### 20.2.1.3　供应商

设备和材料供应商也有必要参与检验和测试活动。他们的现场参与可以看到各种产品原始的业务资料。对于设备和材料供应商来说，这种视觉上观察的机会可以提供一些独特的优势。它提供了能够证实自身满足顾客需求的能力，还对在现场的承包商或利益相关者提供交流学习的机会。这不仅可以为未来的项目提供同样效用

的产品，也是供应商不断改进的产品，对于客户群体也是有益的。最后，承包商、供应商也可以作为在任何的问答环节中的重要参与者，他们能够对产品提供及时和全面的反馈。

## 20.2.2 遗留问题清单

### 20.2.2.1 具体项目所有权的建立和开发

对已完成项目进行最终检验和测试的重要目的，就是与项目团队的所有相关成员一起，完成全封闭工程项目的遗留问题清单。该清单主要是编制建设的相关问题，但通常与影响激励的变电站项目的可交付成果的能力没有关系。为了保证项目的各个部分的安全性和可接受性，需要对此更多地关注。通常情况下，项目经理、主管工程师或者施工经理等应该主导完成清单的完成。该清单包括所有涉及的工程建设学科，必须对标称问题和项目重要元素立即处理以消除项目可交付成果可能出现的负面影响。该清单通常还包括现场的侵蚀问题、重大设备问题、次要材料的腐蚀问题，以及在各种危险条件下需要立即实行全封闭措施等问题。然而，最终的清单可以根据集体同意的所有项目问题来完成，这其中包涵清单完成者看似微不足道的问题。

项目主要持股人、投资商和客户在正式接受项目的所有权之前，习惯全面地完成清单中的所有问题。在接受所有权之前，该项目涉及到的各方都必须以这样的方式完成，保证整个系统功能齐全、正常运行和较高的质量。采取必要的控制机制并落实到位，针对清单和相应的功能来验证项目内容的完成情况，以避免项目持股人、投资商和客户接受未完成项目的所有权。此外要采取额外的控制机制，确保该清单的及时完成，这种做法可以识别每个遗留问题项目对应的公司股权。在清单的建立过程中，项目经理、主管工程师和施工经理有责任招揽并确定一个特殊的承包商，这个承包商可以单独为某一项目负责，保证一个特定的清单项目可顺利完成。这种所有权的建立及实践是司空见惯的，可以提高整个团队成员完成工作的能力，并增强他们的责任心，从而提高完成该清单项目的成功率，以及改善完成的时效性。

### 20.2.2.2 确保项目的顺利完成

如上节所述，通过识别和验证每个清单项目对应的公司所有权是一个重要的实践，旨在建立问责制以确保项目的顺利完成。这种所有权的识别方法使清单项目承包商和项目经理、主管工程师和施工经理之间建立工作关系。该方法简化了问责制的验证流程，可以建立直接交流渠道和设置明确的绩效期望。需要在项目现场进行后续测试，以确保所有清单项目的完成。增加整个清单的复杂性，也是沟通方式成功的表现。尽管这种方法需要重新验证现场完成的初始工作，可能改变项目的基础，但在整体的所有权识别效率大大提高的同时，还能够显著提高并间接确保完成工作的能力。在主要项目持股人、投资商和客户接受已完成项目的正式所有权之

前，所做的工作都是必要的。

## 20.2.3 “建设”信息

### 20.2.3.1 施工图

通常都是首先提出完美的设计施工图，但现场条件、未知因素和错误的原始存档文件等问题也是经常发生的，原因是由于施工过程中往往会背离指导施工文件的规定。这些偏差都是轻微的错误，这些错误的修补不需要批准实施，只需要项目经理或负责工程师或者二人共同的建议便可对项目进行更改。施工文件的修改往往会涉及到整个项目的建设生命周期内的所有相关工程学科。无论工程修改幅度的大小，通过所谓的建设过程记录这些变化是很有必要的。建设过程通常是指对施工文件进行修改，原始计划与最终的原施工图有一定偏差。在项目中，建设过程通常是由设计图样开始，直到施工队的最终完成。手动操作就是使用红色或其他显眼颜色的书写工具，来记录在原施工图上可接受的变化程度。

施工队根据设计图样来完成施工，已建成的部分转交至对应工程的负责人，使他们方便在原始施工文件中永久性地添加已建成的信息。这种信息传递的做法对于相应的传统备案记录是很有必要的，有助于确保在将来使用这些存档文件时，能准确地判断可能会遇到的预期现场问题。在整个项目建成之后，应尽快把已建成的信息永久性的记录在施工图样中。这种及时完成的工作将有助于消除日后图样混乱的问题，如果相关建设信息被无意地忽略或错误地丢弃，在以后很可能会出现图样混乱的问题。按照惯例，在建设信息转移的过程中，设计施工文件的原始工程技术人员也要参与进来。后期的参与为工程技术人员提供了学习自身错误和误判的机会，或者它可以作为一个提醒，一个看似完美的工程产品有时可能会与恶劣现场条件不期而遇，保证在可接受的偏差范围内接受期望的产品。

### 20.2.3.2 设备手册和操作说明

除了已建成的工程文件，还要确保其他重要的项目信息传递给对应的项目持股人，这也是很必要的。由设备供应商提供的设备手册和变电站的操作说明书属于这一类别的重要信息。这些信息可能无法在建设或调试阶段运用，但对于以后设备维护的需要或者变电站需要改变运行方式时，这些信息将成为一个必要的工具，以维持其在正常模式下的运行。

设备手册通常是由设备制造商提供，这些资料通常在办公室中间传阅，相应的设备维护人员很容易接触这些资料。这些手册是很有用的，在设备故障排除及在今后的维护周期内可以提供必要的技术指导。与时俱进、不断发展的设备技术和日常工作损耗问题，对接受过充分教育和精通设备的员工来说也是一种挑战。设备手册可为确保遵循所有推荐的维护保养方法提供保障，同时他们在设备维护中也进行了全面的学习。变电站的操作说明，通常是由相应的工程团队成员在工程设计阶段创建的，一般放置在通电的变电站内。运营商很容易在当地变电站获得该说明，为通

过一个安全的运行变化或改变操作提供必要的监督。

## 20.2.4 发票

### 20.2.4.1 解决突出问题

由于变电站工程进入收尾阶段，施工劳务费的处理与支付以及对应的发票通常代表工程最后活动的主要经费，这个过程需要严格、公正的监督。有关发票的问题和矛盾，涉及到工程中所有的咨询或承包商，以及提供设备和材料的供应商。如果在项目的整个生命周期中实施有效的管理技术，通常可以减少不良的发票问题和矛盾。然而有些时候需要对发票进行详细的分析，以确保相关业务或产品对应的发票准确地反映了由于实用性而产生的项目需要。如果项目根据原来的计划执行，通过对工作范围计划深入的开展和广泛的交流，开发票通常被认为是符合预期的一种较成功的方式。由于在项目中复杂的可交付成果，使得经常会遇到工作范围的变化，项目现场的细微差异可能会导致原来的工作计划产生偏差。尤其是在没有实施有效的项目管理技术的情况下，由此所得到的发票的过程会变得有点复杂。

由于许多相同的工程和设计顾问、承包商和供应商，在以后的变电站项目中将提供重复的业务和产品，在团队合作的精神和努力保持与这些企业良好的工作关系的情况下，各方能够达到最佳利益并且能有效解决发票问题。许多公用事业和所选业务或产品的供应商建立合作关系。这些合作关系实际上提供了适当手段，即以最经济的成本保持采购业务和产品的持续能力。对于提供业务和产品的供应商来说，这些合作关系也具有同样的吸引力，他们可以以非竞争性的投标方式来不断地签订有关变电站的项目合同。这些互惠互利的商业合作关系本身，以及在各让一步的基础上建立有效的发票验证过程，形成所有受益各方共赢的局面。

### 20.2.4.2 完成所有的付款

直到承包商、顾问和设备供应商全额支付给这些实体后，发票的过程才是完整。全额付款方式很重要，有助于确保最终的工程造价能够准确地反映与项目完成全面相关和真实的费用。这种成本意识必不可少，它不仅能够对估计性能进行准确的描述。但同样重要的是，在以后类似的项目中，为财务信息的采集提供有价值的参考资料。最终活动需要在工作中由公共事业的会计人员来验证，即发票支付已正式移交给开发票的公司。应该在项目经费账户正式封账之前，完成这种验证活动，从而确保在其对应的项目经费账号中完成发票的付款。

### 20.2.4.3 递交报销物品或业务的发票

通常情况下，变电站项目是由电力公司为满足客户需要而发起的。因此，它仍然由主要的客户负责常规变电站项目和业务，在工作领域以外，其实用效果很重要。一般来说，电力公司不会为日常项目提交发票的报销服务。然而有些时候，在极少项目中，当地电力公司根据需要对现有的变电站进行改造，以确保在变电站自身和周边的电力公司或独立的电力供应商之间的互联电网运行的完整性。这类项目

都由独立的电力供应商或邻近的电力公司发起的，并由区域互联的电力公司监督，或独立系统运营商。在所有参与项目的电力公司之间解决输电系统和变电站之间的运行影响。由于当地的电力公司不是此类项目的发起者，也不会以其他形式参与工作，电力公司在本地开展工作的劳务费以报销费用呈现给独立的电力供应商或邻近的电力公司。在所有工作完成之后当地电力公司将提交全额报销发票和所有的项目成本。独立的系统运营商一般接收这些发票，并管理报销、偿还的过程。

## 20.2.5　废除剩余的许可证、担保人或债券

### 20.2.5.1　许可证或担保要求

1）分级；

2）暴风雨应对；

3）绿化。

对于变电站项目，无论是新建的还是现有的变电站改造项目，其工作范围有一个广泛的改造或明显的扩建过程，通常都需要当地某些管理部门的许可进行担保。对于某些许可证，直接取决于所建设的变电站工作的性质和规模。各管理部门根据项目的性质和规模的不同进行诠释。因此，确切的许可证授权和阈值要求因管辖区而异。变电站许可证的类型，通常有基础设施的建筑许可证，还有更广泛类型的许可证，例如场地平整与暴雨水管理的实现。

必要时，管理部门通常对许可证请求者提出要求，也可保证担保人能使用确定的许可证。在一个变电站项目中，担保人是一种控制机制，努力保证建造成的项目符合许可证的要求，执行变电站项目工作范围使管理部门完全满意。拥有所有权的担保人在违反许可证条例的情况下，管理机构将委托担保人要求他们赔偿管理机构，同时要求担保人在管理机构保护自身避免任何财物损失的情况下，必须承担其中各变电站的建设活动；无论从公众还是环境保护的角度，都要确保以完整的工程产品作为项目的交付成果。一般对变电站项目来说，要求保证人获得场地平整许可、雨水管理许可以及绿化许可。

当担保人要求时，特定的金融产品在管理的辖区之间的应用参差不齐。这些金融产品广泛的被授权，范围包括债券、保付支票、信用证、担保信等。每个管辖区有独立的机构，以确定特殊许可目的所需要的相关设备。在违反许可证内容时，虽然可以利用一些特殊的金融手段，但他们都同样委托管理机构的事务所，提供财务账单并对此负责。在每一种情况下，该金融手段是与许可证的申请一起提交给管理部门，在变电站项目开展的同时，管理部门保留担保人的所有权。

### 20.2.5.2　许可证的暂用过程或管理机构的最终审查

虽然所有的安全许可证都需要适当的暂用过程，但相关担保人的许可证有必要通过更为严格的过程将这些许可证全部暂用。这些类型的许可证是适当地视为涵盖项目的要素，需要管理机构的严格监督以确保项目的可交付成果，遵循可接受的工

程实践。在适当时候将许可证暂用，该机构已经建立了一个固定的政策，要求管理机构代表进行最终的现场检查，用来回顾原始完成的项目要素。管理机构的最终检查通常由许可证申请人和第一代表人发起的，以确保已提交的保证书的发行。

最终管理机构的检查通常需要场地平整许可、雨水管理许可以及绿化许可。在许可证的要求下，对于实际已完成的现场施工作业，偏离设计的产品并非罕见，且偏差较为明显。例如，完成场地平整或建造雨水管理设施并与工程设计完美匹配，这几乎是不可能的。各种未知的条件和现场其他的细微差别，通常发生在施工阶段，有助于完成不同于初始设计的产品。在这些情况下，由管理机构调用另一种管理措施，要求创建和提交完成场地平整和雨水管理设施的建设文件。在收到这些文件后，管理机构通过尝试来证明，尽管最后的实际现场产品偏离工程设计，但它仍然能够充分满足工程的要求。如果实际产品的设计性能仍然可以被接受，那么许可的保证书是不必要的，保证人的释放过程进行到了最后的管理阶段。无论所使用的金融工具，最终担保人回归到档案记录的目的。

### 20.2.6 档案记录

为了永久性保存重要的项目档案，在工程项目完成之后把存档文件进行硬拷贝。保存档案文件的主要目的是为了同时提供已建成项目的施工和财务资料。存档文件作为资料库至关重要，有时为了以后认知的需要必须把经验丰富的项目资料保留下来。这一存档信息是非常有用甚至是必须的，在以后类似的项目中汲取经验教训或者用来对已存档项目的调研分析。

存档文件中重要数据的存储应仅限于项目的信息，不能是通过别的存储机制轻易的复制信息和可能已经被存储在其他地方的信息。常规做法应放置在办公室中。存档文件数据通常包括，与客户的重要交流和协议、原有的区域划分、许可或担保信息，以及项目预算和绩效的最终分析。此外，存档文件应该包含学习经验教训和类似项目的差异之处的文档，这些资料都是独特的和有价值的工程经验。

存档文件的创建者通常是项目经理或负责工程师或两者兼而有之。作为项目文件归档的工作人员，重要的是，存档文件的创建者要具备丰富的经验，以便在工程资料中有效区分需要归档和丢弃的文件。历史档案文件不应该仅仅是项目工作文件的完整集合，而是能够对重要文件进行复原的文档。所有的项目存档文件应该以复印件的形式放置在办公环境的中心和容易查阅的区域。然而在建立档案的过程中，有些人认为从国家安全的角度来看，他们的意义是，应对文件适当的保护。由于技术不断发展和进步，可能使当前的恢复工作过时，因此不宜采用电子的历史存档文件。

### 20.2.7 单位成本估算

为了支持追求完善的工程预算绩效，通常需要制定单位成本，从实际项目的消耗工时以及项目实际成本数据得出。单位成本的计算需要建立详细估算模型，可以

对未来项目等类似活动作出更精确的估计。这种构建模块的方法使一个复杂项目的元素被分割成为典型的项目活动，以便基本成本和工时的计算。根据实际得到的单位成本，未来的估计利用这些分立的构建模块进行计算，因此通常会显著改善估计的精度。此外，单位成本也可以作为达到性能的测量结果，可作为今后类似项目的成功的基准或绩效目标。

单位成本概念可以为与项目相关的每一个工程学科以及所涉及的建筑行业所使用。可以得到单位成本示例如下：每磅钢搭建的劳动时间、每码混凝土浇筑的劳动时间、每根单位长度的地下管道组建造的劳动时间、每单位长度电缆安装的劳动时间、每个建筑施工图的完成时间。从本质上讲，单位成本几乎可以得到任何单一项目活动的成本，由此能够明确区分用来完成该特定活动的劳动时间和费用。这些单位成本为未来项目具备类似的活动范围提供必需的构建模块估算，从而极大地继续努力提高项目整体绩效评价。作为项目估计，继续与这些单位成本的构建模块，重复这一过程并计算出项目的单位成本，在项目完成时作为校准工具来验证基础数据的准确性，进一步提高未来的计算精度。

## 20.2.8　项目结算封账

### 20.2.8.1　注销收费账号

项目完成之后要及时采取重要措施，以确保所有涉及本项目专用经费的及时封账。封账的及时进行非常重要，可以避免项目经费的疏忽或使用不当，对于无关的工作，会直接导致项目的预算结果的失真。项目的封账可以用分段的方式开展。这种方法使项目经费能够立即或者在项目完成之后短期内封账，而其他的经费账号仍然等待来自项目活动或可能逗留发票的最终费用。这种分段封账策略是一个成功的项目预算控制实践，通常遵循由项目经理或主管工程师作为一项补充措施来限制活动经费的可用性。这一策略直接减少了特定账户的疏忽或使用不当，从而全面提高项目的预算性能。

### 20.2.8.2　核实已支付的发票

通常情况下，承包商服务的第二方发票可用来购买设备和材料，代表在项目完成之后突出的财务责任范畴。妥善处理这类发票的支付和全面审核的过程需要花费一定的时间，可以在该项目的结束的几个月内完成。在所有相关项目的财务责任完全满意的被接受之后，才可以对项目的经费账户进行封账。

## 20.2.9　告知利益相关方

### 20.2.9.1　项目的完成

在项目验收完成之后，应该适当、全面地发布项目的正式完成公告。公告应当广泛传达到各级项目团队以及所有的项目利益相关者、项目赞助商等。在公告发布之前，应当对利益相关者或赞助商的验收进行再次验证，以避免有关项目任何虚假

或不准确的说法。全面充分的传播项目的完成公告，使所有的利益相关者都能够认识到该项目已经圆满结束。同样，完成公告使参与完成项目的各种团队成员意识到他们可以参与其他的工程项目了。项目完成的公告应当集中在对以下几个方面的说明：进度执行情况、预算的绩效、规模和质量的性能。因此，对所有项目团队成员和利益相关者来说，此公告可作为一个直接的绩效反馈机制。

#### 20.2.9.2 项目经费账号的失效

在适当的时候应当广泛传播一个后续公告，宣布该项目的经费已经封账，并不再有效。此公告作为一个最后的提醒，该项目被认为是100%完成，不再承担任何项目的财务责任。公告中通常是作为一种习惯来使人们全面意识到，项目的经费账号已经无效，以便消除与项目无关财务账号的疏忽或不适当的使用。

### 20.2.10 总结

尽管许多项目可以被归类为日常或基础性的工作，但大多数项目为收集一些类型的经验教训提供了可能性，在接下来具有类似或重复的活动范围的项目中可以成功地利用。对于一个项目的复杂功能来说，学习和发展经验的数量和质量不一定是必须的。一般来说，项目越复杂，就有更多的机会发展高质量的经验教训。值得指出的是为了未来项目的实施，所有的项目通常都可以提供学习经验。一般来说，许多项目的经验教训在这两个阶段总结，在已完成项目的最终检查或者在施工阶段重要的交流探讨。整个项目生命周期都应彻底检查，以便发现改进的机会。由此衍生和实施的经验教训都努力提高工程的实践和项目的安全性能。然而，在项目的所有阶段和涉及的学科都可以从这个鉴定经验直接受益。有效的项目管理体制要求的经验教训是在今后项目规划阶段确定的，因此通常会在施工阶段明显改善项目的评估性能、项目可交付成果的质量和安全性能。

发展或认知经验教训的过程可以在各种座谈会上讨论完成。这些座谈会可以从基于个体经验的范围到项目团队成员的非正式交谈，有时这个过程也包括参加一些正式的会议。正式会议的举行通常是为了一个非常复杂的或特殊性质的项目，需要多个工程学科的贡献和各种建设行业的参与。会议将由所有相关项目活动的业主参加，一般由项目经理或主管工程师按照结构化议程来主持会议。本质上是经验教训可以是任何东西，无论是个人还是项目团队认为对未来的项目是值得实施的经验，以实现项目更高水平的成功。

# 第 21 章　储　　能

21.1　储能的原因 ………………………… 453
21.2　大规模储能的应用 ………………… 455
21.3　输配电中的应用 …………………… 456
21.4　电压支撑 …………………………… 457
21.5　传输时间/调峰填谷 ……………… 457
21.6　稳定性相关应用 …………………… 458
21.7　延缓输配电改造升级 ……………… 458
21.8　径向系统可靠性的提升 …………… 460
21.9　社区储能（CES） ………………… 460
21.10　延缓输配电投资 ………………… 462
21.11　储能与分布式光伏发电 ………… 463
21.12　光伏储能应用的原因 …………… 464
21.13　收益的财务因素 ………………… 465
21.14　储能技术 ………………………… 465
21.15　铅酸蓄电池 ……………………… 465
21.16　镍镉和镍氢电池 ………………… 467
21.17　锂电池 …………………………… 467
21.18　钠硫电池 ………………………… 468
21.19　锌溴电池 ………………………… 469
21.20　钒电池 …………………………… 470
21.21　飞轮储能 ………………………… 472
21.22　储能技术的发展 ………………… 473
21.23　不同技术的比较 ………………… 474

Ralph Masiello
KEMA, Inc.

## 21.1　储能的原因

现如今储能几乎运用于所有行业。在商业方面，储能应用的范围很广，包括维持电力供需平衡、平抑上级电网电源供应不确定性导致下级电网的功率波动等。例如小麦和玉米、石油和天然气等消费品、燃料，这些都是真实的商品。然而各个行业中日常流程的基本组成部分在电力行业中是不存在的。没有用来储存电能的仓

库、筒仓或储罐。

起初，电力行业将电能实时输送给用户，产生的所有电能全部被输送。因此，维持系统正常运行的重点是维持发电和负荷需求的平衡，同时确保电力输送的可靠性。一直以来，电能都不能存储。

随着越来越多的系统希望采用可再生能源发电，维持供需关系平衡也变得更加困难。在可再生能源出现之前，只有负荷具有时变性；如今的发电侧也具有不确定性，使得系统更加难以预测。

由于电网在决策过程中具有时变性、高效性、实时性，需要更多的工具和应用为电网提供所需的灵活性。对于电网运营商和电力公司而言，储能设备恰恰可以提供满足该要求的能力。系统中增加储能可以提高系统的灵活性，以适应未来电力系统的需求，充当桥梁、缓冲区、可靠性组件的角色。

由托马斯爱迪生在纽约建立的第一个电力系统，用铅酸蓄电池来存储直流电，并起到平衡/缓冲的作用。但直到最近，电网中储能的主要形式一直都是一些大型装置，如抽水蓄能和压缩空气储能。而铅酸蓄电池仍作为后备装置为重要的设备提供更高的可靠性。而如今新的储能技术不断发展和应用，以满足新的需求。

新型储能技术使其实际应用更加有趣，新型储能技术的重要特点包括：

1）快速响应：新型储能技术具有快速响应的能力，实质上是提供方波输出替代传统的爬坡模式。

2）多周期：储能技术提供数千次的循环周期，使系统能够利用很长一段时间，在应用中供日常和分时段使用。

3）持续时间：一些先进的储能技术可以在4～8h范围内较为经济地持续供电，使电能的产生和可再生能源之间的转换有了实现的可能。

4）传输性：储能设备是可移动的，可以放置在互联电力系统中的任何地方，并应用储能技术。

5）可扩展性：储能装置的规模具有可控性。无论是10kW或10MW的规模，电池的本质特性在每一种情况下都是一样的。

6）技术的推广应用：目前正在研发更多的储能技术。这意味着用户或研发者可以选择最适合的技术来使用。

对于电网公司和商业运营商，储能可应用于以下领域：

1）辅助服务：频率调节，旋转备用，补充备用，实时调度和发展潜力产品，如合成调速器和惯性频率响应。

2）输配电：缓解用电堵塞、电压控制并提高稳定性、提高可靠性、延迟变电站升级、降低输配电损耗成本、延长部件的使用寿命。

3）可再生能源发电：在不同规模的可再生能源发电中应用储能技术并网，尤其注重大型风力和太阳能发电系统。应用范围可以从短期均衡和爬坡支撑到横跨昼夜循环的时间尺度变换。

4）需求侧响应：储能可以作为一个需求侧响应的工具或关键技术和其他设备配合使用，如小商业和住宅的分布式发电。作为需求侧响应的工具，提供延迟的需要增加发电能力。

5）终端用户：储能可以作为传统的后备角色，维护和改善设备的寿命。与传统的储能相比，还可以提高环保性能。它还可以配合分布式发电单元将电能供给用户，以满足终端用户的需求。

上述内容并不详尽。然而，储能执行上述所列的应用角色的能力，并不局限于电力公司的设备。电能储存是独特的，并且该技术可以扩展。储能设备无论在10kW 还是 10MW 规模的应用中，其特征是相同的。这些特征和其他应用相比，如电动汽车电池和社区储能（CES），优势并不明显。

桑迪亚国家实验室对这种电能存储方式给美国能源行业带来的收益大小进行了评估，评估结果如图 21. 1 所示。

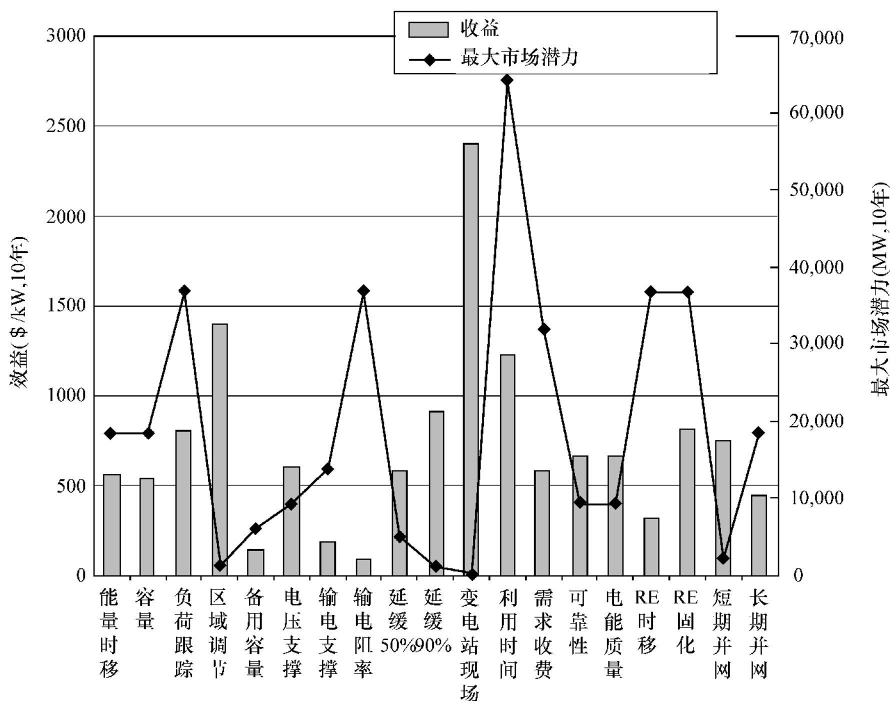



图 21. 1　美国具体应用 10 年的收益和最大的市场潜力的估计

## 21. 2　大规模储能的应用

大规模储能的应用本身并不直接与变电工程相关。然而，大规模的应用对变电

站（和与其相连的馈线）产生的巨大影响是一个关键问题，而大于几兆瓦规模的储能设施将一直与变电站或发电厂相连。

当一个储能装置为发电机设施、分布式发电等提供辅助服务时，它对电网或变电站的影响很小。实际上它可以减少对电网或变电站的冲击，对变电站自身来说储能装置也是有利的。例如，蓄电池可以减少由风力发电机引起的电压波动和谐波。

当储能装置位于负荷中心的变电所或在连接配电馈线的配电所附近时，主要作用是提供电能备用，必须检查储能设施对变电站和邻近电网中相关设备的影响。但这很难能成为一种通用的模型，我们可以描述一些具体应用及造成的影响：

1）调控服务：储能（电池储能，尤其是飞轮储能）对于调控服务是很重要的，因为它能够快速响应控制信号。它不能够提供很大的调节幅度，如在不到1h的时间内储能设施几乎在瞬间完成从充满电到放电的过程。如果储能设施对于与其相连的负荷来说是很有意义的，那么实际电网中的这种变化会引起功率因数和电压稳定的问题。储能设施的应用目前还没有通用的国际标准，但很显然，要对储能设备中的逆变器加以控制，以避免造成不必要的电压波动和储能电站内其他电压控制设备的问题。

2）电能的时间套利：如果储能系统在负荷高峰期放电，为峰值负荷提供电源，那么其效果将是很显著的。

3）缓解用电堵塞：当变电站节点用电堵塞时，若局部峰值负荷和低成本发电单元接入，储能电站会以较高的电价为相关负荷供电。这对于时间套利是一个积极的影响。

4）可再生能源的固化：如果储能设施对“下游”的设备或连接馈线上的分布式光伏单元进行固化，由于用量导致PV发电下降时，储能设施就可以辅助供电。这样可以协助管理光伏（PV）的电压及其馈线之间的问题（与馈线相接的储能设施情况较好）。如果储能设施为远距离的风电场提供风力固化服务，那么同样的问题要和调控服务一起处理。

## 21.3 输配电中的应用

储能设施在输电系统中应用的好处是缓解用电堵塞在时间和位置上的变化，以使成本的降低。此外，一旦储能设施及其相关的电力电子装置工作，快速的储能设施可以增强稳定性、通过快速响应中断提供电压恢复，进而可以提高系统的可靠性。

在输、配电系统之间，对于变电站和配电站来说，储能可以作为资本性支出的载体来延缓变压器的升级以满足峰值负荷期的条件。在采用径向输电服务的偏远地区，储能也可以作为提高可靠性的一种方式，可以消除与变电站连接的输电线路上的故障。

## 21.4　电压支撑

在输、配电系统中，储能设施及其电力电子设备可以对电容器和静止无功补偿器提供类似的好处。然而，储能系统也可以提供一些有功功率和无功功率。在一般情况下，与如今的储能设施成本相比，具有相同作用的电容器和静止无功补偿器的价格更低。但是一旦安装了储能设施，它可以以较小的成本增量来配置，提供静止无功补偿器的功能。它还具有更大的灵活性，因为它可以在必要的时候提供有功功率和无功功率，从而在较宽范围内对功率因数进行补偿。

## 21.5　传输时间/调峰填谷

在发电领域的应用，其效果显著。储能有利于输电系统的调峰填谷。当风电场的发电量超过本地负荷需求和输电线路的传输容量时，储能系统有助于缓解这种情况下的输电堵塞。无论是本地负荷的增加还是总发电量的减少，在传输容量可用时，都可以使得风电场在一定的时间范围内转移电能。通过将储能设施安装在拥挤输电线路的负荷侧，可以从传输时间或调峰填谷方面得到输电方面的好处。

在负荷高峰期，传输线路不能够把低成本的绿色电力输送到负荷中心。目前通过昂贵的代价来缓解用电堵塞（在负荷侧发电或负荷侧的需求响应），以便于满足本地的发电和输电总容量的需求。

如果在负荷低谷时，将远处发出的电能传输到负荷中心，但超过了当地的需求，那么在负荷侧安装储能设施就很有必要。在这种情况下，当负荷附近安装储能设施后，电能已经从生产电能的谷荷转移到负荷中心的峰荷。这种储能设施应用的好处是双重的：

1）如果在负荷中心有足够可用的储能设施，那么可以降低峰值电价；或者就不需要昂贵的本地电源了。对于负荷中心所有的用户来说，分时电价也降低了。在市场环境中的节点电价适用于所有各方，同时也反映了用电堵塞的成本。

2）它可以使区域输电运营商降低提高传输容量所需的成本，如果用电拥挤只发生在一年中有限的几个小时内，那么传输容量的提高可能很难适应这样的情况。

对这种应用作进一步论证，在很少的情况下，线路由于以最大负荷运行而使单一输电线路造成用电堵塞。在更多情况下，电力系统安全约束的机组组合方案限制了总传输容量。这意味着第一次传输应急后，在线路弧垂过大之前，线路不能超载，不能超出它们的短期评级和本地可投入使用的电源。本地储能以一种非常有吸引力的方式来缓解这个问题，因为只有储能的持续供电时间等于本地电源承受的时间，这样才能使所有的输电线路得到充分利用。

目前为止储能在输、配电系统中的应用尚未发展起来。其主要原因是，储能设

施在这方面的应用是受电力公司资产监管的。在这种情况下，该应用必须在监管部门的批准后获得投资，区域输电运营商必须验证储能带来的效益。除非储能在传输应急救援中的使用成为一个被批准的标准和方法或公认的规划理念，否则这是很难实现的。另一个原因是储能设备的资产在能源商品中的实际占有率（大概单一价格）和如何以时间和价格交付。从某种程度上来说，如今运营商不会将其用于输电调节的资产。换句话说，我们目前的规划和监管模式锁定在用电堵塞区域的生产电能的利润。(更麻烦的是在许多市场上，这些资源可能是可靠性。在支持收回成本的基础上，虽然他们可能是昂贵的，但必须利用这些资源为当地提供辅助服务。)

## 21.6 稳定性相关应用

在这个应用中不同的是，当应急限制不是由故障后的热限制决定或当本地电源可以响应时，应急限制是由暂态稳定极限决定的。稳定极限通常发生在远离负荷区域的大型发电厂（这样的传输路径具有高阻抗或X参数)，在故障后的数毫秒内发电机立即加速，超前于负荷的相角，直到故障被清除时才减速。

这种现象的完整论述超出了本书的范围，由于稳定极限使传输路径中的热容量受到限制，因此在这些情况下它并不罕见。这保证了发电机不加快到当前正弦功角曲线上的顶部和当故障消除之后无法减速回到一个稳定的位置。当系统发生不稳定故障时，继电保护将会动作，最终导致负荷损失。储能系统的应用可以避免此类情况的发生。相对于远距离低成本的电厂来说，储能设施的成本是相当高的。功率下限意味着低成本的远距离输电是受限的，同时用户由昂贵的天然气发电供给电能。

如上所述，储能应用不仅缓解了用电堵塞，同时也可以延缓输配电线路的投资，直到需要架设全新的线路（导线的更新换代、线路电压的增加都是合理的)。在实际应用中，输电线路改造升级的审批过程比其建造过程花费的时间更多，这说明储能可以作为满足输电线路容量的桥梁，直到新的输电线路完成选址、审批和建设。

## 21.7 延缓输配电改造升级

在输电和配电之间，储能设施在变电站中的应用，可以提高系统的可靠性和延缓线路的升级。在变电站中应用的一个例子是：在高峰负荷期间，储能系统可以作为变电站的应急容量为负荷供电以满足系统安全性的N-1要求。

举一个简单的应用实例，考虑在变电站有两台变压器连接到二次输电侧（比如68kV或115kV）和配电侧（比如12kV)，如图21.2所示。电力变压器是一般的容量，如果一台变压器由于计划检修或故障而停运，另一台变压器可以满足所有的

负荷需求（通过关闭低压侧母线联络断路器的常开开关）。当峰值负荷超过变压器的剩余额定功率时，如果变电站的配置允许，必须升级变压器或添加变压器 1/3 的容量。在此期间，必须执行削减负荷的方案（通常是打开一个馈线断路器和甩负荷）。

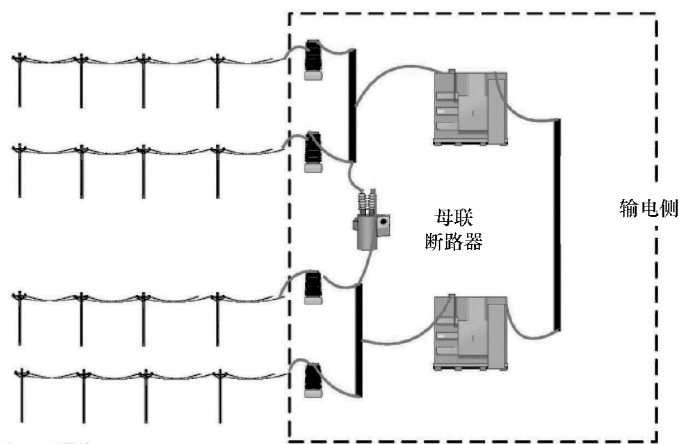



图 21.2 储能在变电站中的应用实例

这个问题涉及到了由于停电高峰导致可靠性降低的临时风险，此外线路改造升级计划是缺乏吸引力的，因为容量的增加会使总容量超过峰值负荷，并且远远超过平均负荷。同时，超大变压器由于循环功率会造成更多的损耗，所以由用户负担的，且受市场或税率结构变化影响的运行功率损耗所带来的成本虽然小，但意义重大。然而在低压侧，母线配置适当容量的储能设施可用于调峰应急/停电救援，直到系统恢复供电或电力变压器完成经济性升级改造。这种应用的另一个好处是，储能系统将在未来几年内作为临时资产，还可以再次应用于其他存在类似情况的变电站中。

然而与缓解输电拥挤情况下的应用相比，这种应用的潜力如今也面临着同样的问题：

1）其规划和运行的制度尚未建立起来。

2）没有审批的监管过程。

3）储能设施再次跨越输电和配电调节功能和商业功能之间的边界，因为它也可以用于削峰填谷。

这种储能在变电站中的典型应用容量大概在 1～10MW 的范围，这样就不需要体积较大的储能系统。如上文提到的，这些装置可能是便携式或半便携式的。

## 21.8 径向系统可靠性的提升

典型的农村和偏远地区的变电站一般由径向二次输电线路连接，且上述储能系统在变电站中的应用将会发生变化。在这些情况下，系统平均停电持续时间会受到影响，因为单一线路停电会造成所有与该变电站连接的馈线和用户的断电。这些区域由于长距离输电和低负荷密度，通常不会切断馈线并切换到备用电源。这种情况往往会使用户安装柴油或汽油备用发电机，以较昂贵的成本确保供电的可靠性。

一套容量足够大的储能系统可以供电给变电站的所有负荷运行几个小时，这将大大提高整个系统的可靠性。当系统发生较大的物理故障而停电时，需要花费大量的时间来恢复供电，这段修复时间会超过储能系统单独供给负荷运行的时间。典型的停电需要几个小时来解决，同时不应造成任何服务上的损失。美国电力公司在西部的德克萨斯区域进行一个试点项目来测试储能的应用。

## 21.9 社区储能（CES）

社区储能是横跨输、配电以及需求侧的一种应用。用户希望能以合理的价格，在对环境和审美的影响尽可能小的前提下，提供可靠的供电服务。提供可靠的供电服务是电力公司面临的挑战。因为当客户有需求时，有太多的长距离输电线路可供选择，同时发电机必须立即工作并满足负荷需求的增加。在输电线路和配电线路的长距离输送中必须实现线路的无故障运行。一个树枝或小动物落在电力线缆上错误的地方会导致线路故障。如果居民或承包商不小心挖到地设线路中的电缆，也同样会导致线路故障。

由于峰值负荷和平均负荷的差别是相当大的，使得以合理的价格提供电力服务变得更加困难。如果电力需求能以某种方式变得平整，电力公司许多基础设施的规模也可以变得平整。在满足相同负荷的条件下，许多电力基础设施的规模可能少于现在规模的一半。实际区别在于，用于电力线缆和变压器的资金将变得更少。

社区储能是一个连接到变压器二次侧的小型分布式储能单元，为几户家庭或小型商业负荷供电。顾名思义，储能系统的主要好处是通过提高可靠性使当地社区受益。此外，可以减少平整峰值负荷所需的资本投资，并补偿分布式发电单元如屋顶上的太阳能发电。一个住宅小区的单相社区储能设备的典型尺寸将与10、25、50kVA等的配电变压器相匹配。对于较大的三相社区储能装置，可以像配电变压器那样安装在储能柜中。根据不同的应用，储能电池可以给其全部需求容量的负荷供电1~3h或更长的时间。一个典型的规范表如图21.3所示。

| 重要参数 | 数值 |
|---|---|
| 功率（无功和有功） | 25kVA |
| 容量 | 50kWh |
| 电压 | 120/240V |

图 21.3 典型社区储能规范表

对于其他形式的储能来说，社区储能设备具有许多优点。社区储能技术也用于电动或混合动力的汽车技术。随着社区储能设备和车载电池将通过相对较高的批量化生产，其价格可能会低于其他储能技术，并被应用于各种实际情况。

实际上储能设施距离负荷越近，就越能减少本系统的损失。社区储能设备除了降低配电主站及站用变压器的损耗，也可以降低配电变压器的损耗。此外，还可以在个人家庭和企业中更有效地减轻太阳能发电的可变性。

通过智能电网系统提供了潜在的支撑，增强了解决方案的效果。分布式社区储能设备可以实现智能电网控制的局部操作或有必要的话也可以实施更大范围的控制。住宅分区的 40 套社区储能设备利用适当的控制可以表现的像一个 1MW 的设备。另一方面，在停电后，该装置通过单一的配电变压器用来继续为用户供电。通过家庭的通信，终端用户得到信息，以便知道现在是由一个有限的可用电池供电的。此外用户有必要减少负荷，以延长电池单独供电时间。

社区储能虽然没有大的技术障碍，但需要对一些重要的细节进行测试。美国电力公司已经为社区储能建立了一个开放的标准。即使在没有智能电网的情况下安装储能设施，电力公司与终端用户之间的有限通信也是非常可取的。

社区储能设备的标准化将有助于降低成本和加快实施的进度，包括以下标准：

1）测试计划的验收（电气、物理及外围接口）。

2）处理电动机起动瞬间的过电流（浪涌电流）。

3）架空（柱上安装）储能装置。

4）配电系统（CES 中心）和终端用户（家庭局域网接口）之间的通信。

5）电池信号在电力公司与用户之间的通信。

6）通信和安全。

7）减少或避免电能质量问题。

根据本系统或终端用户不同的情况和不断变化的需求，相同安装方式的社区储能会有很多好处。即使配电系统不能提供电力，距离用户较近的社区储能也可以持续供电。对于一个充满电的电池，如果用户减少使用量，社区储能设备可以提供 2~3h 或更长时间的供电服务。社区储能还可以提高终端用户的电能质量。由于数字设备在瞬时断电后需要复位，因此瞬时断电经常会对用户造成一定影响。社区储能装置可以消除由于系统遭受扰动而造成的瞬时断电而造成的影响。

功率因数补偿是电力公司面临的一个难题。通常情况下，电容器组在配电系统中，可以提高效率和减少线路及相关设备中的负荷。将电容器组在适当的时候进行

投切，根据实际负荷的变化补偿功率因数。电容器组通常需要维护和修理。在没有电容器组维护问题的情况下，用户处的社区储能设备可以精确地补偿功率因数。配电系统中功率因数的校正也有助于电力系统在输电和发电方面的操作。由于光伏发电的输出随用量而变化，馈线上高渗透率的光伏加剧了电压和功率因数的波动。储能设备的使用有助于管理该系统，避免电容器组的过渡循环。

在智能电网中，一组社区储能设备可以像大型装置那样组合在一起。一旦组合，社区储能设备可以根据变电站和电网的需求来平衡负荷，同时峰值负荷期所需的总发电量也可以减少。此外，随着社区储能设备在电网中的进一步组合，此设备还可以提供辅助服务。

靠近终端用户的社区储能同时可以解决多个问题，其对电力公司、终端用户和监管机构具有一定的投资吸引力。随着社区储能在电网中的广泛应用，可以带来如下好处：

1）用户供电可靠性的提高，只有10%用户的可靠性可能会差一些。

2）对于需要显著提升容量的地区，电池的成本中很大一部分可以通过延缓输、配电系统升级的资金来支付。

3）社区储能的设备成本由已经延缓的大型发电项目支付。

4）随着屋顶上太阳能发电的流行，社区储能设备可以提供电压调节，同时可以避免不必要的配网改造升级。

5）拥有太阳能发电的用户可以与智能电网、社区储能装置连在一起，使太阳能发电在高峰负荷期作为可调度的电源。

总之，社区储能将大大改变电力行业的资金部署方式，并提供可选择的能源方案给终端用户。

## 21.10 延缓输配电投资

在一般情况下，没有人提出使用储能作为一种新方式来延缓输电的投资，以缓解用电堵塞或在负荷中心建立新的可再生能源发电。然而新输电线路的选址是很困难的。在一个社会化的方式下，无论成本是分配给新的能源还是负荷，同样都要对成本进行分配。

在任何情况下，对于目前输电系统中通用的可行延缓投资方式，储能的成本都似乎太高。如果建设一个3000MW的远程风力发电场，并且其预期的平均容量系数是日常基础的30%，从而需要新的大容量传输将风电输送到需求侧。我们可以进行简单的计算，6~8h的持续储能需要容量系数的充分分级。如果对储能成本以1000美元/kW·h来估算，这意味着8 h×2000 MW×1000美元/kW·h规模的储能需要大约160亿美元。这与将输电容量为1000MW的线路升级为3000MW的容量的成本增量大约是相同的。这意味着使用345kV或400kV等级的电压而不是500kV或765kV，也可能意味着延缓一条线路的改造而不是一组杆塔。在任何成本

计算中，要横跨的物理距离是一个重要的参数。如果新的输电线路成本为 200 万美元/mile，1000 英里的输电线路将花费 20 亿美元。在这种情况下，节省的成本会少于 160 亿美元。为了这个数学计算的工作，储能必须降低一个或更多的幅度。假设在 5 ~10 年内储能成本降低到预计程度，储能便能成为一种值得考虑的延缓投资的可行选择。

注意以上所述的问题与使用储能将风电分级、避免降低在负荷中心节点电价的问题大不相同。

然而在比较特殊的情况下，储能可能确实能够延缓或避免输电投资。当可靠性替代可再生能源经济成为关键的驱动力时，更多的分布式储能可以给远程孤岛负荷供电。当一个 6MW 的电池通过 69 kV 的线路给一个偏远的小城镇提供可靠的供电服务时，折中后储能的成本约为 6 千万美元，而线路改造的成本为 5 千万美元（50 万美元/mile，线路长 100mile）。也就是说，这两种方式的成本大致是相同的。

在其他实例中，当一个 1MW 的储能设备可以避免更换两个电力变压器，或者为了满足一年内几个小时的峰值负荷而添加第三台变压器时，这两种方式节省的费用大致相同。将建设成本的因素考虑在内时，如果升级改造可以推迟 5 年以上，那么其节省的费用将是很可观的。

一般来说，延缓输电投资的应用仍需要逐一通过案例进行评估，而且一般很难得出结论。最近纽约州能源研究和开发署（NYSERDA）的一项结论指出：

1）由于输电线路选址是困难的，一旦定好选址，很有必要对输电线路的建设成本进行分析。储能可以延缓需要附加线路的投资。

2）这个市场尚未得到证实，还是一个阶段性的概念。到目前为止，储能系统供电的持续时间将是社会普遍接受的一个推动因素。

3）储能系统最有可能在重要的峰值负荷期进行有限时间的应用，其应用可以为单一设备持续供电 1 ~2h。完整的解决可能需要 4 ~6h，但它对于电力公司和输电运营商来说，是一个合适的解决方案。风险主要集中在储能设备在这种条件下的特殊应用能否被大众接受，以及该设备的持续供电时间。

根据美国能源部能源信息署的统计，美国的平均峰值负荷为 8 亿 kW。对于 1200 美元/kW 规模的储能预期价值，假设美国市场输电投资延缓量是峰值负荷的 1/30，并且超过 5 年时间的计算，储能延缓的市场价值估算为 32 亿美元/年。

## 21.11 储能与分布式光伏发电

储能还可以用在分布式发电装置中，尤其是如今在光伏发电中的应用。许多电力公司和政府机构的团体与太阳能制造企业，一直在研究储能的这种应用。在 21.2 节中阐述了该概念。然而由于技术问题，储能应用的障碍集中在高成本和低回报。其原因是相对于系统改造升级的成本，储能的短期收益受限。大多数的观点与新兴技术的概念认为

储能非常有意义，但其早期发展体系的昂贵费用使得其在实际应用中有一定困难。

## 21.12 光伏储能应用的原因

光伏储能的应用在其发展过程中产生了很多好处。在第一套这样的应用中得出以下结论：在大多数实用领域中，第一次光照峰值和第二次光照峰值之间不匹配，如图21.4所示。

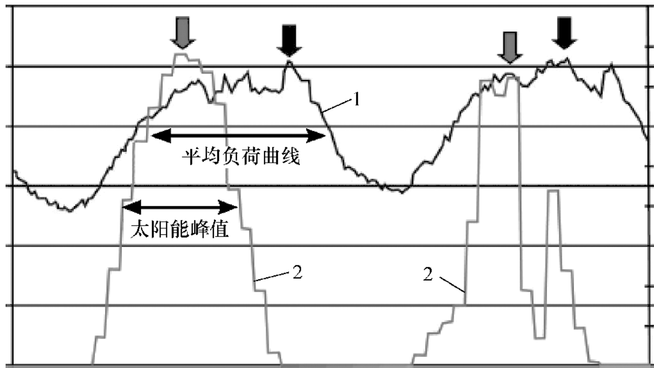



图21.4 系统峰值与太阳能峰值的比较

在图21.4中，曲线1为系统的平均负荷曲线，而曲线2为太阳能发电的均值。平均负荷曲线延伸到下午和晚上，但光伏发电系统没有覆盖全部峰值的能力。光伏发电可以缓解午后的用电高峰而没有考虑晚上。电费往往基于需求高峰收费，而光伏发电不会影响这种机制。这使光伏发电所有者的利益受到一定的限制。对于这样的情况，储能系统可以继续保持这个峰值。该系统可以在白天充电并在傍晚放电，从而使光伏发电所有者的收益增加。

储能的第二个好处就是可以将光伏发电作为需求侧响应计划的可调度电源。在图21.4中，第二次的光照高峰说明了光伏发电系统输出的间歇性。间歇性意味着电力公司和光伏发电系统的业主都无法根据电网调度进行发电。此外，分布式光伏的业主不包含在需求侧响应计划中。如果将光伏和储能系统结合在一起，在电力公司需要的时候，无论从光伏电池板或储能系统中，整个系统都能提供一个稳定的输出。这实际上提供了一种保证“绿色需求响应”的方案。

第三个好处是终端用户本身的收益。目前大多数小型太阳能系统不允许作为备用电源系统。其原因是当电网发生故障时，互联标准通常要求相关设备从该线路上切除。当太阳能系统与合适的逆变器系统作为整体运行时，储能系统可以保证太阳能系统在孤岛运行时提供必要的电力，然后将电力完全同步至电网，使得电网立即恢复供电。

## 21.13　收益的财务因素

虽然这些好处是容易理解的，但光伏储能系统最初的障碍是其较高的应用价格和较低的回报。太阳能的应用困难往往是其高成本的设备，甚至在没有购买其他额外设备之前，平均安装成本约 6000 ~ 8000 美元/kW（如果没有任何税收优惠或补贴）。如果将储能系统增加到太阳能系统中，那么其安装成本又增加约 1200 ~ 1500 美元/kW。在上述的前两种情况下，无论太阳能系统通过前者参与需求响应计划，还是通过后者延长设备在高峰负荷期的输出，其业主的年投资回收率都很小。即使将额外的收益加入到该系统中，如储能的供电输出，备用电源系统可靠性的提高，或者由储能系统提供供电能力的实时能源税率，其经济性仍难以令人信服。

尽管解决经济性问题仍然存在一定困难，但系统的远期财务收益不受新兴技术成本的影响。由于新的电力储能技术可能会进入市场，成本有可能会降低。现如今有足够的理由去推行光伏储能系统的应用，储能系统的价格和太阳能系统的价格正朝着同一趋势发展。

还有其他的解决办法吗？社区储能系统可能是解决方案之一。虽然目前的计划是应用在电网侧，但是社区储能装置与终端用户的太阳能系统连接起来工作仍可能是一种用来克服终端用户安装的电池成本负担的方法。如果社区储能装置可以与太阳能系统交互，电力公司使用该系统将是合理的。在太阳能系统参与需求响应过程中，不仅终端用户可以获得收益，将合理地使用系统。而且整个社会也能够从可再生能源设备的调度中受益。

当存储的电能能够桥接多个通常属于不同类别的运营商监管部门时，如何确定这些收益的累积变得更加困难。在上述类别中存在有潜在的实例和可能的解决方案。

## 21.14　储能技术

没有任何单一的技术适用于所有的应用，然而储能却是独特的。有些应用可能需要快速响应，而其他人可能希望储能持续时间作为其关键属性。在燃料电池行业中可以看到许多例子来作为一种解决方案，根据固体氧化物、熔融碳酸盐和磷酸等提供的不同的方法。随着储能在电力行业中的广泛应用，可以预测到不断进步的具体技术和不断引进的新技术，将提供一个更便宜、更完美的解决方案。

## 21.15　铅酸蓄电池

铅酸蓄电池是最先进的电池技术之一。采用成熟的技术，电能将以铅的化学反应形式存储起来。虽然电池的运行和维护成本较高，其能量密度较低，但这些电池的寿命是很长的。铅酸蓄电池应用范围很广泛，如交通、不间断电源，电力储能并网运行等（见图 21.5）。

电池的性能（寿命和能量）高度依赖于系统的放电深度。如果系统中只有部

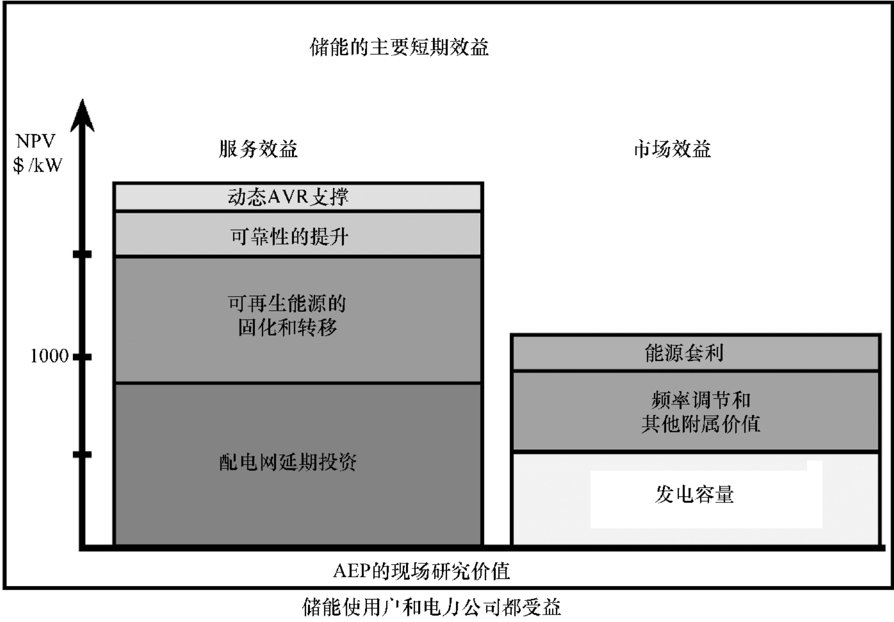



图21.5　变电站1MW的电池放电7h的市场效益计算

分放电，其寿命明显长于系统完全放电和连续操作。为了使电池具有令人满意的寿命，与所需的技术指标相比，这些铅酸蓄电池的容量往往要大一些。

如图21.6所示的铅酸电池系统，可在0.1~40MW的功率范围和相同的能量范围内进行操作。铅酸电池提供的电能（kW·h）是不固定的，取决于它的放电速

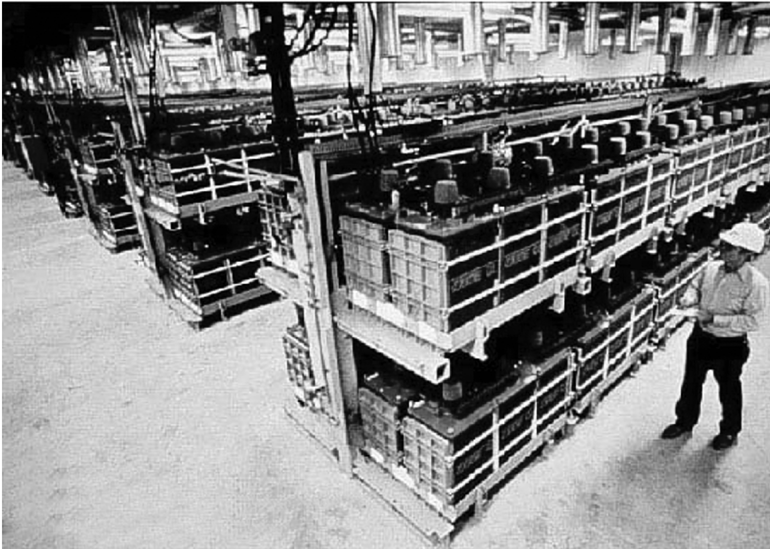


图21.6　南加州爱迪生电力公司10MW，40MW·h的铅酸电池储能系统

率。这种技术的响应时间取决于电力电子装置的应用；而且反应时间小于 1s 是可能的。

## 21.16　镍镉和镍氢电池

镍 – 镉（Ni – Cd）电池是最原始的电池类型之一。由于镉是有毒的，在 20 世纪 80 和 90 年代，由镍氢电池取代镍镉电池。由于镍氢电池技术的引入，镍镉电池仅用于有限的应用中。镍氢电池用于移动的应用中，但在使用区域中的毒性和环境问题是很重要的。与镍镉电池相比，镍氢电池的能量密度更高，需要的充电时间更短。

与铅酸电池一样，镍镉电池和镍氢电池的能量等级和寿命取决于放电深度。为满足其寿命要求，故实际系统的容量比所需的要大，这些系统的成本也相对较高。响应时间取决于电力电子装置的应用。然而，这项技术可以用于快速响应，例如频率控制、旋转备用、电压控制等。

镍镉电池和镍氢电池可以在 0.5 ~ 30MW 和 0.005 ~ 7MW · h 的范围内工作。镍氢电池系统如图 21.7 所示。



图 21.7　镍氢电池系统

## 21.17　锂电池

锂离子电池以其在移动设备中的广泛应用而远近闻名，如手机、笔记本电脑、个人电子产品以及军用电子设备。然而近年来这种技术有了很大的发展，并扩大了

其同组合的应用。如今，锂离子电池可应用于电动汽车以及在并网储能中为电网提供辅助服务。

利用锂电池技术，锂离子在充放电过程中不断交换电极，这也被称为摇椅原理。

从发展历程来看，锂离子电池的发展（与铅酸电池和镍氢电池相比）主要集中在提高能量密度、功率密度延长循环寿命。由于锂是一种高活性的物质，近年来其发展的重点倾向于安全方面。这些高能量密度的电池在实际应用中，可能会给大规模系统带来更大的安全风险。在研发大型锂离子系统时，要把这些风险考虑在内。

锂电池技术现在已经发展为电力公司规模的应用。最近，美国电力公司研发出了两个1MW的锂离子电池系统，可以为系统的辅助服务提供15min的电源，使其成为在实际应用中最大的锂离子电池系统之一。由于锂离子电池的特性，该技术非常适合于快速响应的应用。

## 21.18 钠硫电池

钠硫电池（NaS）已在日本190家工厂中用于日常调峰。如今，第一个NaS系统已在美国和欧洲的电网中并网运行。对于NaS电池，在300°C或更高温度的条件下，电能以化学反应的形式存储。在较低温度下化学物质就会变成固体，此化学反应也不能正常进行。

这些电池系统目前都是在日本生产的。每个模块是1MW，大约7MW·h。通过模块的组合，可以组成容量更大的系统。该系统具有良好预期寿命且快速响应。NaS电池系统如图21.8所示，NaS电池的示意图如图21.9所示。NaS电池系统如图21.10所示。




图21.8 移动式电池不储存（Courtesy of Altairnano, Reno, NV.）

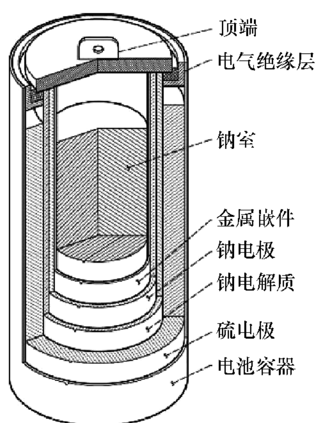



图 21.9　NaS 电池示意图




图 21.10　NaS 电池系统

## 21.19　锌溴电池

锌溴电池系统在电网电能存储和电动汽车中的应用得到广泛关注。电解质在这种类型的储能系统中，被单独存储在容器中。锌在充电时沉积在电极，放电时和溴

发生化学反应。

对于快速响应中的应用来说，这种技术的响应时间不是很好（较长）。然而就平衡发电和用电而言，它是一种很有前途的技术。其工作的功率范围为0.25～2MW，容量高达5MW·h。

该系统还没有开展商业化应用。图21.11所示的是美国目前正在开展的一项锌溴电池系统示范项目。

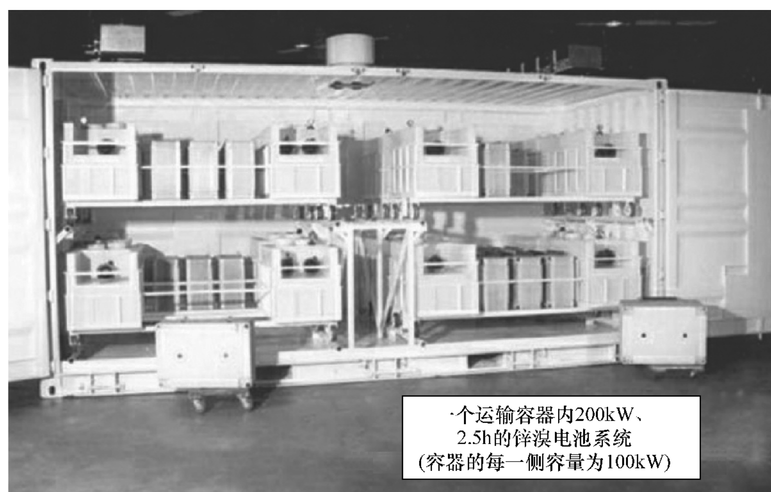



图21.11 锌溴电池系统

## 21.20 钒电池

氧化还原液流储能技术使用含有电解质的容器来储存电能。电解质通过质子交换膜完成充放电的过程。该系统的主要优点是其功率和能量特性可以根据需求分别进行调整。对于特定的应用，开发了专门的流体系统。

目前正在研发几种不同的氧化还原液流系统。在所有的液流系统技术中，钒的氧化还原技术是最成熟的。在全钒系统中，钒作为电解质用于储存电能，其容量范围为0.5～6MW·h，功率范围为0.5～4MW。根据电力电子装置应用，系统的响应时间可以由快到慢进行变化。

钒电池技术已经成功地应用于几个实际项目中。该系统是商用的。图21.12为加上太阳能电池板的钒电池系统。图21.13为钒电池的示意图。图21.14详细介绍了本节所提到各种电池技术的化学反应。



图 21.12　钒电池系统

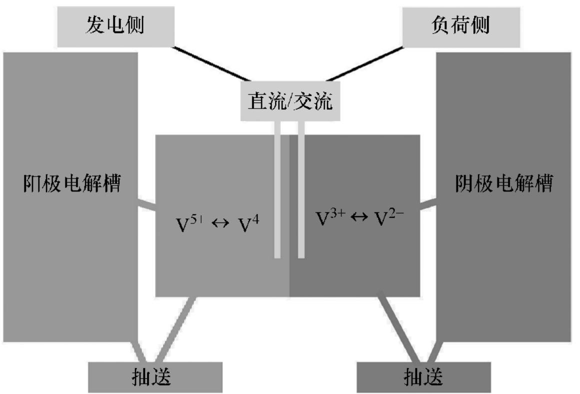



图 21.13　一种钒液流电池示意图

| 技术 | 化学反应 |
|---|---|
| 铅酸蓄电池 | 阳极：$PbO_2 + 3H^+ + HSO_4^- + 2e^- \leftrightarrow PbO_4 + 2H_2O$<br>阴极：$Pb + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H^+ + 2e^-$<br>总反应：$PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 + e^- \leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O$ |
| 镍镉和镍氢电池 | 阳极：$NiO(OH) + H_2O + e^- \leftrightarrow Ni(OH)_2 + OH^-$<br>阴极：$Cd + 2OH^- \leftrightarrow Cd(OH)_2 + 2e^-$<br>总反应：$2NiO(OH) + Cd + 2H_2O \leftrightarrow 2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2$ |

图 21.14　不同电池技术的化学反应

| 技术 | 化学反应 |
|---|---|
| 锂电池 | 阴极：$LiCoO_2 \leftrightarrow Li_{1-x}CoO_2 + xLi^+ + xe^-$<br>阳极：$xLi^+ + xe^- + 6C \leftrightarrow Li_xC_6$ |
| 钠硫电池 | 阳极：$2Na^- \leftrightarrow 2Na^+ + 2e^-$<br>阴极：$4S + 2e^- \leftrightarrow S_4^-$<br>总反应：$2Na + 4S \leftrightarrow Na_2S_4$ |
| 锌溴电池 | 阳极：$2Br^- \leftrightarrow Br_2(aq) + 2e^-$<br>阴极：$Zn^{2+} + 2e^- \leftrightarrow Zn$<br>总反应：$ZnBr_2$（aq）$\leftrightarrow Zn + Br$（aq） |
| 钒电池 | 充电：$V^{3+} + e^- \leftrightarrow V^{2+}$<br>$V^{4+} \leftrightarrow V^{5+} + e^-$<br>放电：$V^{2+} \leftrightarrow V^{3+} + e^-$<br>$V^{5+} + e^- \leftrightarrow V^{4+}$ |

图 21.14　不同电池技术的化学反应（续）

## 21.21　飞轮储能

在飞轮储能中，电能以动能/旋转质量的形式存储。在充电过程中，飞轮作为电动机；在放电过程中，它作为一个发电机。这种技术非常适合于 0.02 ~ 1.5MW 功率范围的快速响应。然而该技术的最大容量为0.25MW·h，因此它不适用于类似平衡发电和需求的应用。

如今在美国飞轮储能已经商业化，广泛应用于不同场合的并网存储。最常见的应用是频率控制。大型飞轮储能系统的功率高达20MW，大都是由几个较小的子系统组成的。




图 21.15　飞轮的横截面

图 21.15 显示了一个飞轮的横截面，由 Beacon Power 公司提出飞轮系统的概念如图 21.16 所示。该系统展示了如何将多个子系统连在一起形成大容量的大型系统。



图 21. 16　飞轮系统

## 21. 22　储能技术的发展

许多老牌厂商已经在军事和航空航天领域有多年制造电池的经验。这些公司最有可能将他们的产品推广到电力行业。以下是一些先进的技术的例子：

1）锌金属空气电池：通常情况下，这些技术都是很廉价和容易生产的。然而在过去由于装置无法再次充电，致使该技术的发展受到了一定的限制。许多公司正在探索这一领域，并尝试实施创新性的解决方案，以解决装置充电 – 再充电的问题。如果成功的话，该装置将能够代替现有的一些系统。

2）液态金属电池：麻省理工学院的研究人员正在研发一种液态金属电池。这种电池由 3 层液体构成。研究目标是生产一种低成本、高性能的电池。该设备的第一个原型利用熔盐，该装置将在 5 年内达到商业化水平。虽然设备可在高温下运行，但它将是一种低成本、可替代的电池技术。

3）电化学电容器：电能存储在两个串联电容器的双电层中，该双电层由每个电极和电解质离子之间形成。发生电荷分离的距离只有几埃。这些设备的电容和能量密度是电解电容器的几千倍。其电极通常采用多孔碳材料制成，电解质为水溶液或有机物。由于电池电压较低，因此水溶性电容器的能量密度较低。但其成本低，且在很宽的温度范围内工作。相对于对称电容器来说，采用金属电极的非对称电容器有较大的能量密度，而且漏电流较小。相比铅酸电池或者先进的电池技术，电化学电容器能量密度较低但可循环几万次，比其他电池（快速充、放电能力）强大得多（见图 21. 17）。

4）超级电容器：新兴的电池技术为电力和能源的发展提供潜力。然而新兴的

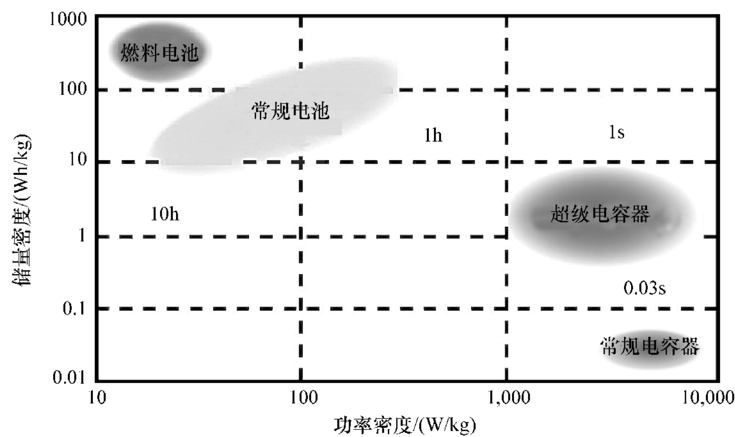



图 21.17　各种储能装置的能量/功率密度

电池技术似乎也只是集中在一个区域。这种电池的功率比较高，但往往不能持续供电。然而对于高功率电池的应用，先进的电池技术可能不是最好的技术选择。超级电容器在应用中能够提供较高的功率，并且现在正逐步大幅降低这种技术的价格。研究人员目前正在研发相关的设备，比如美国麻省理工学院正在利用纳米技术来提高功率和降低成本。这些装置都可以在高于大部分电池系统的温度下工作，还能具有很长的循环寿命。随着成本的下降，超级电容器的应用可能不再局限于电力公司，也可以扩展到商业和工业领域。

5）储热：如抽水蓄能系统一样，并不是所有的储能都需要一种先进的技术。储热是一种成熟的技术，用于冰以及热系统。利用冰结系统降低空调负荷，由此提出发展冰能源的概念，如斯特弗斯公司提供的电热装置来抵消热负荷。

6）燃料电池：燃料电池利用氢氧化形成水的电化学反应产生电能。因此，燃料或能源存储于加压的氢气中。当水电解可以产生氢气，燃料电池可以作为蓄电装置。

## 21.23　不同技术的比较

通过比较新技术与现有技术的数据，掌握储能特性是十分重要的。下图展示了不同设备和技术的工作范围。

图 21.18 对各种储能技术的性能进行分析，图 21.19 对各种储能技术提供单位电能的成本进行分析。在比较不同的储能技术时，尽管这些图表提供了很大的帮助，但由于大多数技术的快速发展和不断变化，所以其所提供信息的准确性尚不清楚。此外如图 21.18 所示，各种储能技术在技术等级和性能评定上有较大的重叠

范围。

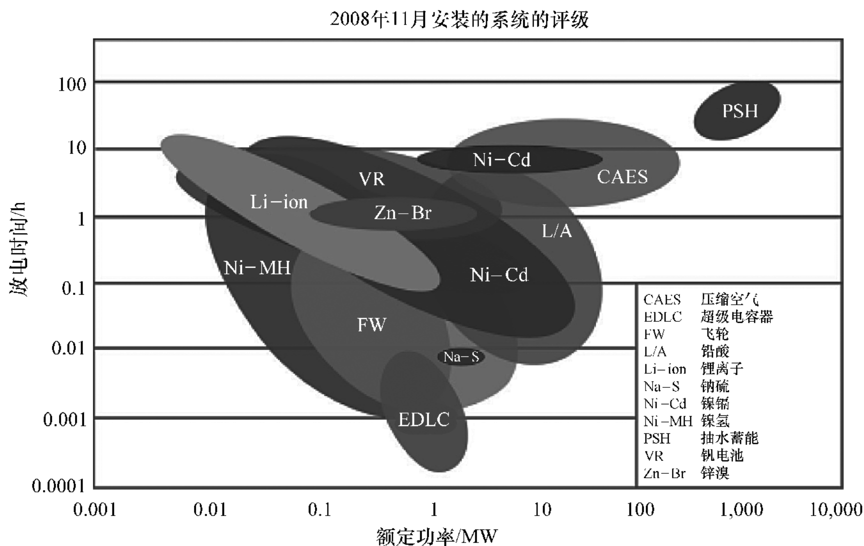



图 21.18　不同储能技术的系统

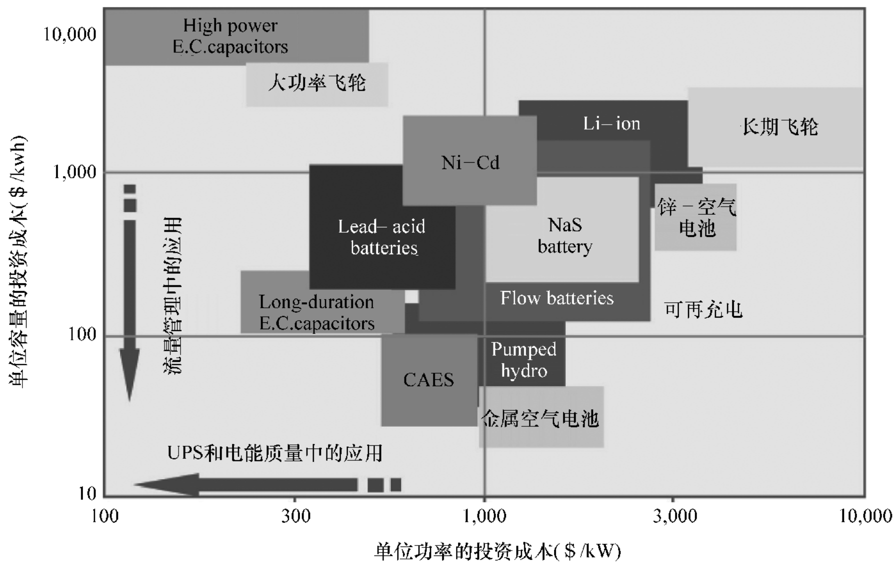



图 21.19　不同储能技术的成本投资

这些图表中的每一项技术都需要在实际应用中进行测试。为了回答哪一种储能技术是最好的，其实答案很简单，最适合于特定的应用需求的储能技术是最好的。

采用典型的测试协议帮助区分不同技术，使设备进行独立试验，以被证实或确认该特定的技术满足其性能指标。然而根据开发阶段的不同，开发产品的性能测试有不同的类型。

当制造商研发一种新技术时，不管它是先进的压缩空气储能、飞轮或先进的电池技术，都需要对设备的初始特性进行量化。可以从图21.9中看出，一种技术满足需求时，其特性在一定范围内变化。此外，最终的商业化设备将用在特定的应用中，如频率调整、爬坡、机组出力调整等都确实需要储能装置来实现。因此，对于正在开发储能装置的制造商来说，其一般过程是：①开发基本技术；②确认设备能够安全运行，并且可以扩展到一定的规模；③预期应用的最终成品。这个过程通常包括性能测试、安全测试、应用测试和生命周期测试。

# 第 22 章　变电站在智能电网中的作用

22.1　什么是智能电网………………… 477
智能或更智能的电网·发展智能电网的驱动因素·收益，不仅仅是一个商业案例·技术框架
22.2　电网改造………………………… 484
工程与设计·信息基础设施·运行与维护·企业一体化·测试与调试
22.3　变电站技术的进展……………… 487
22.4　智能馈线应用平台……………… 492
22.5　IEC 61850 在智能变电站中的应用……………………………… 492
变电站设计中的模式转变·IEC 61850 与互操作性·IEC61850 对变电站的影响·基于总线的站点结构·站点和过程总线架构·小结
22.6　智能电网的发展趋势…………… 506
参考文献…………………………… 507

Stuart Borlase
Siemens Energy, Inc.
Marco C. Janssen
UTInnovation
Michael Pesin
Seattle City Light
Bartosz Wojszczyk
GE Energy－Digital Energy

## 22.1　什么是智能电网

### 22.1.1　智能或更智能的电网

在过去几年中智能电网被人们大肆炒作。许多人认为智能电网在电力行业中已是陈词滥调。“智能电网”最初的名字是什么（也许隐含的方面太多)，目前有 101 不同的方式来解释。智能电网已经得到了全世界的认可，“智能”的标语似乎已经带入到其他行业中。在电力系统中几乎所有的东西都被称为“智能化”，甚至到一个输电杆塔的“智能螺栓”。“智能电网”的多种解释取决于那些谈论智能电网的电力公司、供应商、顾问、学者、用户所站立的不同角度。但可以明确的是，智能电网使人们思考电能的产生、输送及用电方式产生了一定的变化。因此，“智能电网”已成为解决能源需求、安全性和面临的环境挑战的一个重要组成部分。

尽管电网是工程设计中的一个奇迹，也是人类最伟大的成就之一，但是，通过现有或研发中的成熟、清洁、具有成本效益的技术，它已从传统电网转变为一个现代的、可持续的、真正的智能电网。无论你是否相信智能电网，电力行业中大多数从业者一致认为，智能电网能够为电力公司和用户提供技术的改进并引进一些新的技术。对于智能电网而言，还有很长的路要走。在世界各地的经济和法规驱动下，它将不断地发展。没人知道此项工作的最终状态是什么，但它看起来像有足够的动力，并带来显著的技术进步和行业的变化。不仅是在技术层面和供应商，在电力公司和智能电网的部署中，都会有赢家、输家。由于用户对智能电网的普遍接受还面临着一定的挑战，因此用户也将是赢家或输家。

有人认为电网真的不是“哑巴”。电网是由复杂的软件程序和自动化例程进行操控的，并通过含微处理器的继电器进行保护。由于经济因素、人口结构、调控以及其他因素的影响，世界上某些地区的电力基础设施的发展还比较缓慢。全世界都面临着类似的挑战，如电力系统的操作运行、输配电可靠性和用户的经济性。人们常把电力基础设施与电信业作比较，“如果格雷厄姆·贝尔还在世，他将认不出手机；但如果托马斯·爱迪生还在世，他能够认出电力系统。”造成这种差异有许多原因，比如随着电信基础设施的发展和IT设备在电力行业的广泛应用，大量的电力基础设施不能迅速、经济地进行更换。同时相对于电力行业来说，通信行业环境中的快速通信需求发生了更大的变化。消费者更愿意支付手机上的附加服务，而不是电力服务。也许这就是用户对智能电网的关注焦点，而不是试图减少用户的电费。此外智能电网还可以提供一些更基本的服务，比如专注于为用户提供更可靠的供电服务。而在另外一些国家，仅仅是让电能作为一种商品使更多的人能接触到，能用上电。在电力行业中，电力公司也要推动智能电网的发展，从而利用更先进的技术获取投资和运营的效益。虽然我们可能没有这样的“哑巴”电网，但我们的思想需要更倾向于沿着“智能电网”这条路线前进，即与现如今所走的路线相比，智能电网并不是做了很多不同的事情，而是使得设备变得更加智能：通过共享通信基础设施、填补空白产品并充分利用现有的技术以在更大程度上实现更高层次的不同企业的集成，智能电网计划有助于推动更先进的技术发展，也许快于我们过去几十年来见过的步伐。该技术将更加普及，包括企业级解决方案的平台等，能够为电力公司及用户带来某些利益。

那么什么是智能电网？许多电力公司都声称自己是第一个应用智能电网的，他们的这些说法可能是正确的。如今大多数智能电网的案例集中于如何应对计量法规和一些试点应用，并作为智能电网的案例予以展示。智能电网不是一个现成的产品，也不是安装后次日就可以使用的；它是技术驱动增量效益的综合解决方案，降低资本支出和运行维护费用，这与客户和社会的利益密切相关。它将电气和通信基础设施整合在一起，把操作的自动化流程和信息技术与现有的电网进行一体化的整合。智能电网完全改变了电力公司、运营商、用户和其他行业参与者对电力传输及

与其相关服务的思考方式。这种新的思维过程可能会产生不同的智能电网技术和解决方案，也会在高度集成的电力工程业务和新商业模式下受益。

该解决方案带来的好处是巨大的，所有的电力公司（和用户）可以根据自己的需要和运营策略来实现智能电网。随着全球不同国家经济的复苏和发展，不断在智能电力基础设施的发展上增加投资，并且更加依赖于综合通信和信息技术。其发展驱动力包括国家和州政府颁发的明确的方针政策，以及有关能源期货和智能基础设施发展的激励机制。随着资金的激励和政府的政策不断调整，目前智能电网的发展热情和炒作会影响几十年内的后续投资，技术创新所带来的利益将在未来 3～5 年内得以体现。

智能电网的概念有多种不同的定义，其解释依赖于特定的国家、地区和行业利益相关者的驱动及其理想的成果。对于智能电网，需要优先考虑的可能不是它的定义是什么，而是它究竟做了什么，以及它如何给电力公司、用户、环境和经济带来效益。智能电网欧洲技术平台（由欧洲的利益相关者组成，包括研究团体）认为，“智能电网作为一种电力网络，能够将与其相连的发电机、所有用户的行为智能地整合到一起，以便有效地提供可持续的、经济的、安全的电力供应”。在北美，DOE 和 EPRI 则提出了智能电网的两种主要定义。

DOE：设想 2030 年的电网是一个完全自动化的电力输送网络。监视和控制每一个用户和节点，保证发电厂和用电设备之间的信息和电能在各节点之间双向流动。

EPRI：“智能电网”指的是一个现代化的电力输送系统，能够监控、保护并自动优化互连元件的运行状态，通过高压电网和配电系统把电能从集中式和分布式发电传输给工业用户和楼宇自动化系统、储能和终端用户，包括自动调温器、电动汽车、电器等家用电气设备。

综合不同利益相关者所做的定义，智能电网应该指整个电网，包括发电厂、输电和配电设施，一直到电力用户。智能电网是 21 世纪的电网在 20 世纪的基础上进行现代化改造发展而来的。一个经过深思熟虑的智能电网发展计划，应建立在现有的电力基础设施上，长期关注并在企业层面提供水平更高的智能化。这不是一次性的解决方案，这取决于电力公司如何看待这一整套技术，以确保实现其战略和运营流程的改变。在监管部门的压力推动下，目前开展的智能电网试点项目更关注于新设备对用户的影响，未来这些试点项目将逐步转变为技术成熟的、全系统的智能电网部署。智能电网的关键组成部分是功能强大和能力出众的技术设备，是可以有效地实现智能电网的全部价值，是实现终端的集成并具有可扩展性和互操作性的解决方案。

### 22.1.2　发展智能电网的驱动因素

智能电网有助于未来全球的繁荣和可持续发展。所有的利益相关者必须围绕同

一个愿景：使今天的电网完全现代化。在整个20世纪，电力输送基础设施为很多国家的家庭、企业和工厂提供足够的、负担得起的电力能源。在世界上如果一个国家拥有最先进的电力系统，电网将带来任何其他技术无法比拟的繁荣水平。但是，21世纪的经济不能建立在20世纪电网的基础之上。因此迫切需要在世界范围内对电力系统做出重大改进，在技术领域也需要做出可能的改进。

目前有许多因素在共同作用，推动能源行业使电网逐步实现现代化。这些因素可分为5大类：

（1）政策和立法的驱动因素

1）产生可比性和货币化利益的电力市场法规。

2）电价和智能电网方案。

3）国家规定智能电网的投资延期和运营成本。

4）支持联邦和州政府的政策，使智能电网的效益充分融合。

（2）经济竞争力

1）成立新的企业，创建新的商业模式，增加“绿色”就业机会。

2）技术区域化。

3）在劳动力老龄化的时代，缓解技术资源流失的问题。

（3）电力能源的可靠性和安全性。

1）通过减少停电时间和频率，提高可靠性。

2）降低劳动成本，例如人工抄表和现场维修等。

3）减少非劳动成本，例如使用现场服务车辆、设备损坏等等。

4）通过改善电力系统规划和资产管理方案，减少输配电系统的输电损失。

5）提高计费的准确性，预防窃电和欺诈行为的发生，保护电力公司的收益。

6）提供新的收入来源与消费项目，如能源管理。

7）提高电网运行效率，减少发电需求，延迟资本支出。

8）实现国家安全目标。

9）提高售电市场的效率。

（4）用户授权

1）用户对可持续能源的需求响应。

2）用户对不间断电源需求增加的响应。

3）给用户一定的授权，让他们在自己的生活方式下，对自己使用能源有更多的控制权利。

4）基于利率变动促进绩效。

（5）环境的可持续发展

1）响应政府的政策法规。

2）支持在电网中增加可再生能源发电和分布式发电。

根据不同的政府政策、经济、社会和技术特点，这些驱动力在不同国家和地区

有所不同。对于发达国家发展智能电网的主要驱动因素有：降低电网损耗、系统性能和资产利用率的提高、可再生能源的整合、主动需求响应、节能等。许多发达国家都有这样的经历，电网基础设施的老化使电力系统的可靠性降低。因缺乏“强大”的输、配电网基础设施，影响限制了可再生能源发电一体化的潜在利益。

### 22.1.3　收益，不仅仅是一个商业案例

智能电网的输送不应该只基于有利的解决方案，还要综合考虑处理商业和运营问题，并为电力公司、用户、经济和环境提供有意义的、可衡量的、可持续的效益（见图 22.1）。




图 22.1　智能电网的效益

在考虑智能电网技术的影响时，各个组成部分都发挥了作用。电力公司和用户可以在几个方面受益。投资费用的增加是不可避免的，但智能电网具备促使电力公司收益增加的发展前景，同时尽可能降低投资费用的增加（加上服务质量的提高）。从智能电网项目的角度看，比如一个可供用户选择的绿色计划或成本削减计划，可以缓和用户需求的增长，从而明确电网驱动力，塑造智能电网路线图。有很多典型案例可以说明智能电网备选技术和实际执行计划的预期收益和成本情况。在某些情况下，收益以小幅度增加，但通常在技术的阶跃变化后，智能电网的方案可以实现效益滞后的最小化。智能电网的部署也旨在以平滑和低成本的方式逐步实现新技术的应用，避免产生“叉车”成本。一个好的智能电网方案应该远离“试点”的心态，并依赖于明智地实施现场试验或“分阶段部署”，在这个过程中，提供成

本、效益以及用户满意度的实时反馈，并用来更新和验证今后的商业案例。

在实施智能电网解决方案的过程中，最为重要的、切合实际的、可量化的、有意义的结果是：

1）提高电力公司的供电可靠性、运行性能和整体工作效率。

2）提高电能输送效率，减少碳排放。

3）帮助用户管理能源的使用，可以节省资金但又不影响他们的生活方式。

4）可再生能源的优化整合，并可以更广泛的渗透。

使用更智能的输电网络进行潮流的实时监控，提高电压控制以优化输电效率，消除损耗和能源过剩，从而提高电网的可靠性和运行效率。这样可以减少消耗的总能源和相关的排放，同时还可以节约有限的资源和降低电力的总成本。用于管理负荷及需求分布的应用软件包括智能家电、家庭自动化系统等，将有助于用户管理能源的使用和节省资金，同时又不影响他们的生活方式。通过让用户获得家电使用率和实时电价信息，鼓励他们成为智能家居的智能型用户，还可以帮助他们节省电费和减少高峰时段的用电量。这也有助于提高整个系统的输电效率，减少需要新建发电厂的数量和输电线路。

智能电网将采用更广泛的部署和优化，包括在电网中引进清洁、绿色能源技术。分别集中式和分布式能源，包括屋顶太阳能、热电联产电厂、分布式发电等。这有助于减少对煤炭、进口石油的依赖，从而促进未来能源的可持续发展。电力和电动汽车的一体化带来了另一个分布式能源的市场。在支持率和计费机制方面，可以帮助节省电费以及减少高锋时段用电，减少额外的调峰电厂和输电线路，减少碳排放和促进能源的安全性和独立性。

智能电网提供的企业级解决方案，为电力公司和终端用户提供了深远的利益。电力公司采用智能电网技术可以降低投资和运营成本，改善电能质量，提高客户满意度，以及积极的环境影响。但同时会出现这些问题：智能电网的潜力是什么？是否有一整套技术，可以确保发展战略和运营流程如期进行？如何把技术和电网结合在一起？如何充分利用跨企业的利益？

### 22.1.4 技术框架

智能电网是解决方案的框架。它在本质上是革命性的也是进化性的，因为它可以显著改变和改善现今电力系统的运营方式，同时不断提高未来的运行水平。它代表了技术上的解决方案，优化了价值链，并为将来增加基础设施提供更好的规划。它需要越来越多的兴趣方和投资方之间的合作，以实现整个电力系统的显著变化。智能电网将容纳更多的可再生能源、公共和私人交通、楼宇、工业园区和住房，提高电网的运行效率；将电能的实时传输信息直接提供给用户，使其做出更明智的能源选择。

从一个高层次系统的角度来看，智能电网应包含以下主要组件：

1）智能传感和计量技术。如远程监控、分时电价和需求侧管理（DSM），提供更快的、更准确的响应，以便供用户选择。

2）集成的、基于标准的双向通信基础设施。该设施提供一个开放的体系结构，对电网中每个节点进行实时信息传输和控制。

3）先进的控制方法。采用先进的控制方法监控关键部件，确保在“自愈”模式下能够实现快速故障诊断和精确的故障响应。

4）良好的软件系统架构。改进软件系统的接口、决策支持、数据分析和先进的可视化图形，提高决策水平，切实把电网运营商和管理者转变为知识型工人。

智能电网的不同组件之间的互操作性是最重要的。可以用一个框架来定义组件的三个层面：电力基础设施、智能基础设施和智能电网解决方案层面（见图 22.2）。在每一个层面都存在不同的应用，需要在它们之间（横向）过渡，并与上方或下方（垂直方向）相适应。




图 22.2　智能电网技术框架

智能电网将提供一个可扩展的、集成的架构，不仅可以为电力公司提供更高的可靠性，减少投资，降低运维成本，而且为用户提供增值服务（AMR/AMI/ADI）。一个精心设计的智能电网投入应用后，其受益不仅仅来源于高级量测体系（AMI）。目前，众多打着智能电网旗号的技术已在电力公司中得到不同程度的应用。智能电网中可以使用这些构建模块来建设更为综合的、长期的基础设施，以提高运营效率和数据集成的增量效益，并使开放的标准体系得到充分的利用。例如在一个高级量测体系（AMI）基础上，把广泛的通信覆盖整个配电系统，将有助于改善停电管理和电压无功的综合控制（IVVC）。此外，高速带宽的通信网络增加了为用户服务提供解决方案的机会，如互联网的接入，通过家庭局域网（HAN）等，使投资更具有很诱人的回报。新的智能电网技术，如先进的分析和可视化界面将进

一步增加效益，同时加强业界在以下方面的研究兴趣：用户界面、AMI、需求侧管理（DSM）和其他以客户为中心的技术，如插电式混合动力电动汽车（PHEV）等。

实现智能电网的关键是新技术、新功能的研发。智能电网的投资应着重于电网的全面解决方案，并与电力公司的智能电网计划区分开来。然而智能电网不仅仅是一项简单的新技术。智能电网对电力公司会有很大的影响。也许更重要的是，基于这些技术所提供的信息，将会促使在用户与供电企业之间出现新的关联关系。一些相关的应用技术如智能设备、通信与信息基础设施、操作软件等都在不断发展中，有助于智能电网解决方案的交付。基于用户过去的行为和投资、目前的需求和对未来的期望等，电力公司的每个用户将开始踏上智能电网之旅。

## 22.2 电网改造

目前输电网和配电网在设计时并没有考虑智能电网，主要目标在于电网廉价供电，并快速实现电气化。智能电网的要求则是完全不同的，因此对现有电网的改造就迫在眉睫。改造工程的实施将采取多种形式，包括对现有电网的改进和扩展、检修和维护、分布式发电和储能的接入，以及双向通信系统的开发和部署。

“重金属”电力传输系统的输电线路、配电馈线、开关、断路器和变压器仍将是电力公司输、配电基础设施的核心。许多人把这种现象称为“哑巴”电网的一部分。而在这些组件的固有设计中可以做出一些改变，例如在变压器中使用非晶合金以减少损耗，输配电系统中的“智能”一般体现在“哑巴”设备的监测、控制和保护的改进方面。变电站作为现场输配电设备的运行接口发挥了至关重要的作用。多年来技术的进步和微机监视、控制、保护和数据采集装置的引入，已经在输配电系统的运行和维护方面取得了显著的成绩。然而输配电系统中运行和操作方式中的改变，仍将会给智能电网带来重大的挑战。

由于电力公司和用户在配网终端配置额外的分布式电源，因此在配网侧会出现电源增加的现象。电力公司能够生产和提供电力给用户，或者从用户侧接纳电能。用户将不再是纯粹的消费者，而是卖家或买家，并不时地来回切换角色。这就要求电网以双向潮流的方式运行，并监视和控制配电网中的发电和用电的节点。分布式发电具有分散性、间歇性，以及很大的不确定性。当个人用户响应实时电价和电力公司经济效益的奖励政策时，其耗电量也有很大的不确定性。

从输电的角度来看，功率交换和电力交易量的增加会给电网带来更多的压力。为了确保电网的稳定性和安全性，以及优化使用输电资产和低成本的电源，必然会在缓解电网的输电阻塞方面带来一定的挑战。为了保持发电、输电和用电的平衡，必须对电网进行更灵活、更有效的控制。输电系统需要更先进的技术，如FACTS和HVDC，来帮助控制潮流并确保系统的稳定。

在智能电网中，变电站将超越传统的围绕配电和通信架构的保护和自动化方案带来的复杂性，将具有更先进的本地分析方法和数据管理系统。在传统的能量管理系统和配电管理系统中，管理功能和决策一般集中到变电站，未来将会有一个智能化的改进，以提高输配电系统的可靠性、安全性和响应特性。企业级配电系统的应用将变得更加先进，能够协调变电站中的智能配电和现场馈线，以确保控制区域和整个系统的协调、高效运行。

下文对一些设想的智能变电站的需求和变化作详细阐述。

### 22.2.1　工程与设计

未来的变电站设计将现有技术和新发展的技术、标准结合在一起，并结合一些与现有的设计理念完全不同的新方法。设计要求旨在降低成本同时，保持相同的技术性能或者进一步地实现性能的改善，此外还要保证不增加成本或者增加成本最小。基于这些考虑，智能变电站设计可能采取以下几种形式：

1）以传统设备的主要替代形式对现有变电站进行改造，同时保持扰动的最小化，以提供连续性的服务；

2）采用最新的现成技术部署全新的变电站设计；

3）绿色变电站设计需要综合考虑以下几点：能源市场的参与、利润的优化和系统运行风险的降低。

下一代变电站的设计不仅需要十分了解变电站的一次、二次设备，而且还要了解变电站在区域电网以及与其连接用户中的作用。用于监测和控制的信号从模拟量向数字量转化，可用的新型传感器包括非常规的电流和电压互感器。设计过程的重点将从输配电系统转移到变电站信息和通信体系架构。这需要对变电站中的通信网络、数据存储和数据交换有一个深入的了解。如同其他对时间要求严格的行业中，通信网络、冗余度、安全性和带宽都是设计过程中的重要组成部分。智能变电站还需要遵循电力设施的特定协议，同时保证系统保护、监视、控制和数据采集设备的互联性和互操作性。克服这些挑战的方法之一是修改工程设计文件的过程，包括详细的通信原理图和逻辑图，它们描绘了这个虚拟电路和数据通信的路径。

### 22.2.2　信息基础设施

在变电站保护、监视和控制设备等方面，相关技术的进步是一个重要的因素，能使智能变电站的这些成本效益变得更加数字化。变电站设备的数字化也使得控制和自动化功能增强，同时也使变电站中的实时运行和非操作性数据得以及时传递。大量数据的可用性推动了变电站内更高速的通信发展，以及变电站和馈线之间，上级变电站到监控和数据采集（SCADA）系统以及其他企业的应用，如停电管理和资产管理。关键是要对这些数据进行过滤和处理，以确保来自输配电系统中有意义

的信息及时提供相关的用户数据，如运行、规划、资产维护和其他电力企业的应用。

智能电网概念的核心是双向通信系统的设计和部署，将控制中心连接至变电站、智能网络设备，并最终连接终端客户计量表。作为智能电网的神经系统，该通信系统是至关重要的。这种通信系统将使用多种技术，包括无线、射频（RF）和电力线宽带（BPL），甚至可能一起使用。该通信网络管理将是全新的，许多电力企业都面临挑战，同时也需要新的工程和资产管理的应用。增强安全性需要将现场通信、应用程序接口和用户访问连在一起。一种先进的 EMS 和 DMS 将需要数据安全服务器，以保证现场设备的安全通信和与其他应用的安全数据交换。基于 IP 通信协议允许电力公司利用商用和开放标准的解决方案，以确保网络和通信接口的正常工作。

IEC 61850 将大大改善人们和设备之间的通信。这是供应商与电力公司首次一致同意国际通信标准。这样在以无缝对接的方式下，对不同厂商设备之间的互操作性达到了前所未有的水平。IEC 61850 支持客户端/服务器通信以及对等通信。IEC 过程总线将允许下一代智能传感器之间的通信。IEC 61850 的自描述特性会大大降低配置成本和可互操作工程的过程，将在横跨多个平台的解决方案中起重要作用。同时由于所有设备都遵循同一标准，工程设计和调试的成本也可以大大降低。

### 22.2.3 运行与维护

在使用智能设备的先进变电站中进行了操作和维护，是一项挑战。这是变更管理过程的重要部分。智能变电站数据量的增加将会给系统运营商提供更多可用的信息，以改善输配电系统的控制和对系统事件的响应。在变电站中先进数据的集成和自动化的应用，能够对不断变化的电网条件和事件更快响应，因此可以减少系统运营商的负担，特别是在多个或重大系统事件中。例如在配电馈线上某一处故障后，传统的方法是通知操作员线路中发生了故障，对故障区域进行分析并尽快恢复供电。而在智能电网中采用的方法是呈递给系统操作员一个锁定报警，同时伴有相关联的低电压、故障通道指示、电池报警等等，也使得运营商向下层诊断并制定出恢复策略。然后系统利用可用的信息，分析故障发生的范围；跟踪当前的网络模式；确定现行有关的安全文件、操作限制和敏感用户；并利用现场的位置数据进行故障定位。主系统自动运行的负载流量研究分析，以确定系统目前的负载、可用容量和可能存在的弱点，并利用这些信息来制定恢复策略。然后系统会将故障隔离，把用户的安全负荷转移并最大限度（尽可能快地）恢复供电。此外还可能涉及多层次的馈线重构，以防止相邻线路过载。一旦馈线重构完成后，系统会将结果告诉操作员，甚至会自动分配最合适的人员去故障区段。

### 22.2.4　企业一体化

企业一体化是智能电网架构的重要组成部分。为了提升集成智能电网解决方案的价值，智能变电站则需要与许多其他应用的连接和数据共享。例如，通过覆盖整个配网系统建立高级量测体系（AMI）所带来的优势，以及从用户侧获得的运行数据（如电压、功率因数、供电损失等），在变电站层面有助于改善停电管理以及电压无功综合控制（IVVC）的实施。更多的变电站数据也有助于配电系统更精确的建模和实时分析，并使用优化算法来运行，从而减少高峰负荷和延缓输配电资产投资。通过收集和分析非运营性数据，如重要资产绩效信息，先进的计算机模型可以用来评估当前绩效，还能够预测变电站设备可能出现的故障。这个过程与其他运营系统结合在一起，如对移动劳动力的管理会显著改善输配电系统的维保机制。

### 22.2.5　测试与调试

下一代变电站调试所面临的挑战是，传统的测试方法不能对虚拟电路进行充分测试。克服这一难题的最佳方法是使用一种系统的测试方法，其中端到端功能性测试将作为虚拟系统的一部分。这使得控制系统的性能和行为可以客观地被测量和验证。在变电站综合自动化数据库管理和配置成本降低的区域也会出现一些显著的变化。目前的工作正在协调 EPRI CIM 模型和企业服务总线的 IEC 61968 标准与变电站 IEC 61850 协议标准。将这些标准结合起来，通过即插即用的兼容性接口和数据库的自描述，可以大大减少主站的配置和维护成本。

## 22.3　变电站技术的进展

早期的 SCADA 系统通常在每个变电站使用一个远程终端单元（RTU）。在此架构下，现场设备的所有电缆必须接在 RTU 端。RTU 通常都提供了有限的扩展能力。为了模拟输入量 RTU 需要使用传感器，将更高等级的电压和电流通过电压和电流互感器（CT、PT）输出到毫安和伏级的水平。大多数的 RTU 只有单一的通信端口，并且只能与一个主站通信。RTU 与主站之间的通信通常采用专有的面向位的通信协议来实现的。随着技术的进步，RTU 变得更小、更灵活。这样可以为一个或多个变电站设备安装一个较小的分布式架构的 RTU，从而减少布线的要求，降低了安装成本。这种架构还提供了更好的扩展能力（只需增加更多的小型 RTU）。此外，新一代的 RTU 能够接受更高等级的交流模拟量的输入。这样避免了中间传感器的需要，允许把电流互感器和电压互感器直接连到 RTU。同时也使 RTU 有附加功能，如数字故障记录（DFR）和电能质量（PQ）监测。

在通信能力方面也有进步，通过可用的附加端口可以与智能电子设备（IED）通信。然而最重要的改进是引进了一个开放的通信协议。以前的 SCADA 系统中通

常使用专有协议以实现主站和 RTU 之间的通信。一个开放的、可用的标准性（大部分）公用通信协议允许电力公司为 SCADA 系统的设备选择独立的供应商。北美电力公司的 SCADA 系统实际使用的标准协议已发展至 DNP3.0。电力公司使用的另一个开放的通信协议是 MODBUS。MODBUS 协议源自于工业制造。电力公司所采用的最新通信标准是 IEC 61850。IEC 61850 支持非常强大和灵活的网络，可以实现面向对象的通信，允许灵活的、可扩展的多厂商解决方案和标准的工程和设计。

辅助 SCADA 系统的另一种技术是网络数据通信。基于串行通信协议的 SCADA 架构，在系统的能力范围内有一定的局限性。通过以下串行 SCADA 协议体系结构：

1）这是一个静态的主/从数据路径，限制了设备之间的连通性。

2）串行 SCADA 通信协议不允许在单一传输通道中有多种协议。

3）在交换一些新的数据源时存在问题，如示波形文件、PQ 数据等等。

4）通过一个专门的“维护端口”完成结构的管理。

基于所述架构体系的网络提供了许多优点：

1）在速度和连通性方面有显著的改进：基于以太网的局域网络（LAN）大大增加了可用的通信带宽。通过网络层协议，可以直接连接到网络中任何地方的设备。

2）逻辑信道的可用性：网络协议支持跨多个设备的多个逻辑通道。

3）能够利用新的数据源：每个智能电子设备（IED）可以为文件或辅助数据的传输提供另一个协议号，而不干扰其他的过程（例如 SCADA），并且无需额外的硬件设施。

4）配置管理的改进：可以从中心位置横跨整个网络，来实现配置和维护。

在许多情况下，基于所述架构体系的网络还提供了一个较快的响应时间，能够读取重要数据，并减少了配置和系统的管理时间。例如，传统的 SCADA 系统通过低速通信线路进行数据交换（大多通过硬件交换），这些都是简单的远程监测和控制方法。近年来，随着基于 IED 的微处理器的广泛使用，RTU 或其他变电站控制系统（SCS）组件很可能从这些 IED 中直接获取有用的信息。这些都是通过使用 IED 的通信功能来实现的，允许它与 RTU、通信数据集中器或直接与主站进行通信。随着变电站安装更多的 IED，它可以把一些保护、控制和数据采集等功能集成于一体。很多由 RTU 提取的历史信息，现在对 IED 来说非常有用。然而在所有的变电站中，主站直接与 IED 通信是不太现实的。为了保证正常的数据流，开始使用一种被称为变电站服务器的新设备。在变电站内变电站服务器与所有的 IED 通信，从 IED 中收集所有信息，然后将信息传达至中心主站。因为变电站内的 IED 使用不同通信协议，因此变电站服务器必须能够通过这些协议及主站的通信协议以实现通信。在本地变电站服务器访问数据之前，SCADA 系统可以访问大多数 IED

的数据。

基于 SCADA 架构的变电站服务器（见图 22.3），所有的 IED（包括 RTU）都是由变电站服务器进行通信的。IED 与 RTU 都是通过变电站局域网实现与网络的连接。只有串行连接功能的 IED 通过变电站服务器的串行 RS232 或 RS485 端口（集中式或分布式）进行通信。除了产生更多的 IED 数据可用（可用数据），变电站服务器能显著提高整个 SCADA 系统的通信性能。基于此体系结构的变电站服务器，主站只能直接与变电站服务器通信，而不是变电站内的多个 RTU 和 IED。同时变电站服务器的通信能力通常是优于 IED 的。而且与主站直接相连设备数量的减少，有助于在集成环境中显著提高通信性能。

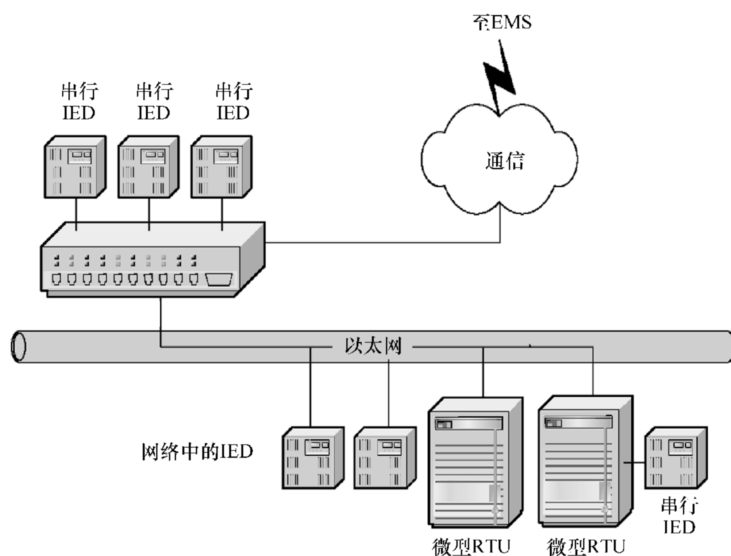



图 22.3　基于 SCADA 架构的变电站服务器

现代的 IED 如保护继电器和仪表等，都含有大量的数据信息。其中的一些设备有数千个可用的数据点。此外许多 IED 生成的数据文件，如 DFR 和 PQ 文件包含大量的数据，在一个传统设计的主站无法处理这些大量数据。然而大量的信息对电力企业的不同用户是非常有价值的，例如在某些情况下电力公司的客户。为了充分利用这些数据，需要建立一种独立于主站需求的数据提取机制。运营数据和非运营数据都有独立的数据收集机制。因此需要两个独立的逻辑数据路径，以便传输这些数据（见图 22.4）。一个逻辑数据路径通过 EMS（运行数据）与变电站连接。另一个数据路径把非运营性数据从变电站传输到

一个单独的工程数据仓库（EDW）系统。基于与变电站数据集中器连接的所有IED和现场足够的通信基础设施，对于连接到大多数的IED，使其进行远程维护变得有可能。这个功能被称为“远程访问”或“远程控制”。远程访问或远程控制是在一个安全网络环境中，与远程设备进行虚拟连接来实现的。这种功能在很大程度上有助于远程设备的故障诊断与维护。在许多情况下，它可以避免技术人员驱车前往现场。这也使得在不同位置的各个设备的实时信息显示在同一台计算机屏幕上，因此大大提高了故障诊断的效率。

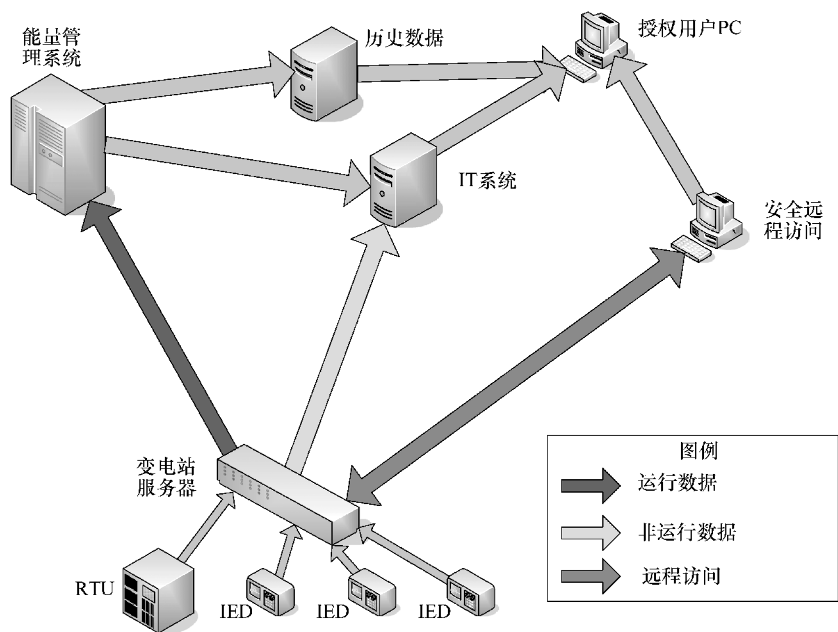



图22.4　变电站信息流

通过充分利用基于系统架构的网络，形成一种先进的变电站集成架构（见图22.5），增强原系统的功能，从而使更多的用户可以访问连接到网络的所有组件的重要信息。然而它也给控制系统带来了额外的安全风险。为了降低这些风险，在整个网络的设计时必须采取特殊的措施，特别强调网络安全与用户身份认证、授权和计费的实现。变电站通信和物理访问的安全策略的开发和实施是非常重要的。

图22.6显示了基本SCADA功能迁移路径的概念，通过集成和自动化实现一种全智能电网的变电站解决方案。

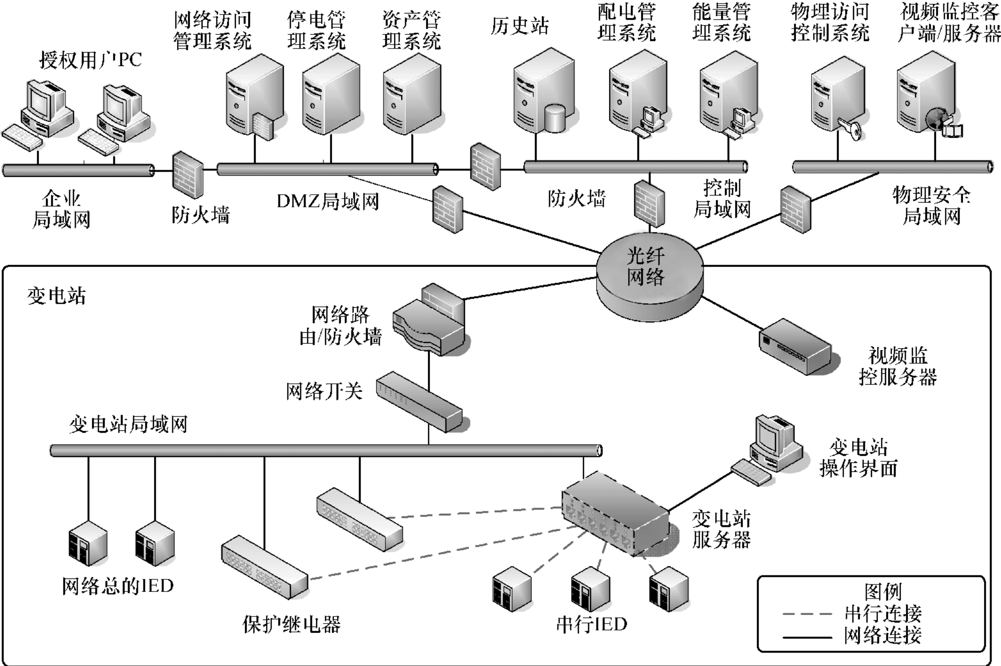



图 22.5　智能变电站的电力通信和安全架构




| SCADA | 集成和自动化 | 智能变电站 |
|---|---|---|
| | | 系统范围内的接口及应用驱动 |
| | | 变电站监控及安全 |
| | 企业获取非操作性数据 | 企业获取非操作性数据 |
| EMS/DMS界面 | EMS/DMS界面 | EMS/DMS界面 |
| | 本地 HMI | 本地 HMI |
| | 变电站及馈线自动化 | 变电站及馈线自动化 |
| | IED集成 | IED集成 |
| | | 过程母线 |
| 电力设备及传感器(变压器、断路器、自动开关、CTs、PTs等) | 电力设备及传感器(变压器、断路器、自动开关、CTs、PTs等) | 电力设备及传感器(变压器、断路器、自动开关、CTs、PTs等) |

图 22.6　变电站智能电网的迁移

## 22.4 智能馈线应用平台

配网并不总是电力系统有效运行所关注的焦点，电力企业更加关注配网成本的降低。配电系统的监控需求将会增加，智能电网将会因更加智能的配电设备和用户间交换数据变得简单，并且从中受益。分布式发电的广泛应用和用户需求响应也将会对 DMS 的运行产生很大影响。

电力网络监控及数据的获取将会通过独立的变电站通信网络，或者连接到 AMI 中，从而扩展到配电变压器中，甚至单个用户，可以为其他与智能电网相关的应用提供更多的数据，比如停电管理。这需要更快的速度和更宽的通信带宽。配电系统中的错误检测、隔离和服务存储需要进一步优化，包括馈线重新配置等。IVVC 包括运行和资产管理，比如识别和跟踪故障的电容器组，转换变压器分接头。局部的 IVVC 包括基于成本的最优化。

仪表盘指标、历史数据，对于跟踪配电网络的性能是很有必要的数据，且与智能电网相关。比如，先进的配电管理将需要电网有效的测量及报告，比如无功优化、系统平均停电持续时间（SAIDI）、系统平均停电频率（SAIFI），以及其他与智能电网优化相关的技术指标。

在输、配电系统中，储能设施和其电力电子设备可以对电容器和静止无功补偿器提供类似的好处。然而，储能系统也可以提供一些有功功率和无功功率。在一般情况下，与如今的储能设施成本相比，具有相同作用的电容器和静止无功补偿器的价格更低。但是一旦安装了储能设施，它可以以较小的成本增量来配置，提供静态无功补偿器的功能。它还具有更大的灵活性，因为它可以在必要的时候提供有功功率和无功功率，从而在较宽范围内对功率因数进行补偿。

## 22.5 IEC61850 在智能变电站中的应用

### 22.5.1 变电站设计中的模式转变

很多年来，变电站都是基于功能设计的。随着时间的推移，我们对变电站中的一次系统和二次系统有了一些典型的设计模式。一次系统典型的设计模型如图 22.7 所示，包括一台半断路器接线、双母线接线、单母线接线、环网接线等模式。这些接线模式在很多文献中都提到过，包括 CIGRE 技术分册 069 中的关于户外交流变电站设计导则。

对于二次设备（协议、控制、测量、监控），也在使用典型的接线模式，但在新概念及其体系方面取得了长足的进展。二次设备的典型概念包括输电系统中的保护、控制、测量、监测、数据采集等。在配电系统中，馈线中通常配置保护和控制

装置。可以说，二次系统中的概念是基于一次系统而设计的，并且是企业想要监测、保护和控制该系统而配置的。

一般来说，现有的或传统的变电站都是采用标准的设计步骤设计的，高压隔离开关，一次系统和二次系统的连接电缆等。

变电站中使用的一些不同类型的元素包括：

1）模拟（电流和电压）。

2）二进制—通信协议和控制信号。

3）供电—DC 和 AC。

典型的传统变电站设计如图 22.8 所示。

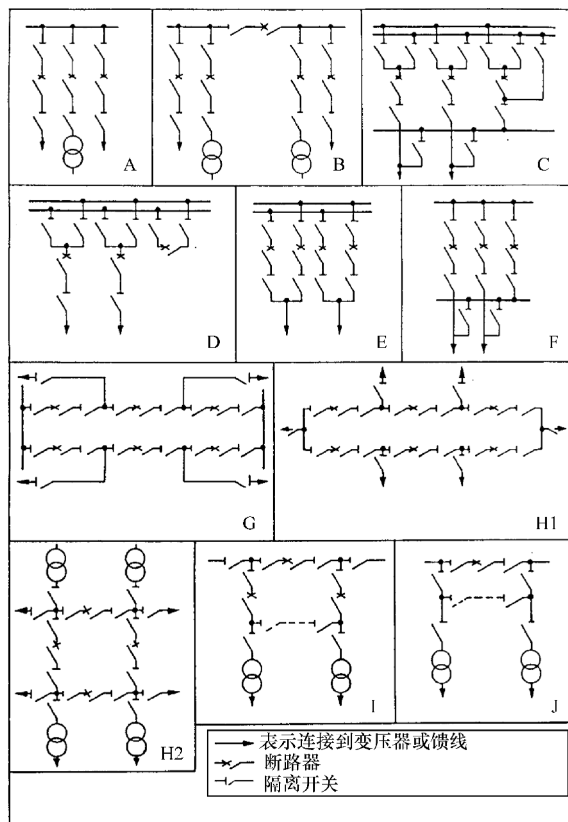



图 22.7　典型传统变电站一次系统设计方案。A－J 代表了不同变电站的一次系统拓扑结构（来源于 CIGRE 技术分册 069 中的关于户外交流变电站设计导则，CIGRE2012 版权所有）

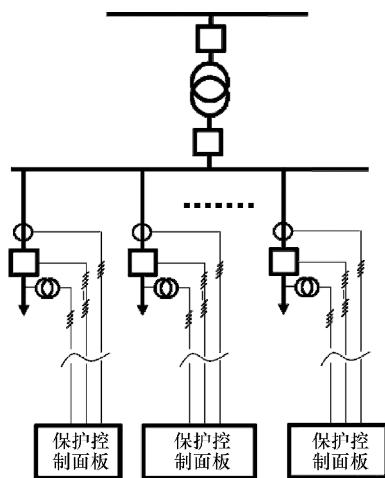



图 22.8　典型传统变电站设计（来源于 Apostolov，A 和 Janssen，M 写的 IEC61850 对变电站设计的影响，IEEE2012 版权所有）

依赖于变电站的规模、隔离开关的位置、保护和控制系统的复杂度，需要设计、安装、测试、维护大量不同长度和尺寸的电缆。

典型的传统变电站有多种配置，有保护、控制、监测系统的断路器和互感器，还有其他与控制室相连的装置。

这些电缆被剪成特定的长度，用以提高未来的施工效率。尤其注意的是，在对老旧的变电站翻新时，电缆绝缘开始损坏。

为了连接不同装置的端口，大量的铜心电缆长距离连接，这使得电缆暴露在电磁环境的影响中，并可能遭受到设备故障或其他事故带来的损害。

传统变电站设计时，在选择互感器和保护设备时，需要考虑电缆的阻抗，以及电缆与互感器的连接。在最大故障场景下，CT 的饱和度问题对保护延时很重要。同样，电压互感器中的铁磁谐振问题被认为是与保护控制系统的正常运行密切相关的。

变电站中的电缆线路发生故障时，可能会导致保护或其他装置的误动作，这也是一个安全问题。另外，断开 CT 电路可能会导致严重的安全问题。尤其是当一次系统运行的时候，足够高的感应电压对人的生命和设备绝缘都将构成威胁。

上述问题并没有包括所有在传统变电站设计时需要考虑的问题。它仅提供了一些例子，以帮助更好理解 IEC61850 对变电站的影响。

为了尽可能地利用一切先进技术，有必要理解提供的是什么。本章下一部分将对标准中与变电站设计有重要影响的关键概念做一个简短的总结。

### 22.5.2 IEC61850 与互操作性

一套 IEC61850 拥有中立、开放系统的标准，能针对性地改善电网通信，且降低用户开支。IEC61850 标准对不同的应用领域和抽象通信服务，规定了独立的通信协议和标准的信息模型。该标准允许 IED 间相互通信，不仅对电力企业中的 IED，如发电厂、变电站、馈线，也对企业之外的风电场、电动汽车、储能系统等 IED。该标准也包括数据库配置、对象定义、文件处理、IED 描述方法等的要求。为满足这些要求，需要在变电站自动化系统中增加额外的装置，并尽可能简单，即具有“即插即用”功能。运用 IEC61850，企业将因系统设计、IED 集成配置测试、变电站接线等的成本降低而受益。在员工培训、MIS 运行和系统维护中也将节省额外的成本。

IEC61850 已经以作为设备通信和设备数据建模的关键技术，被美国国家标准与技术研究院（NIST）认证。IEC61850 的第六部分中，定义了系统的配置语言。像面向通用对象的变电站事件（GOOSE）之类的点对点通信机制，可减少 IED 间通信所需的接线。采用点对点通信，结合从传感器中得到的样本值，可降低整个变电站的接线数量，极大降低成本，对变电站设计影响很大，建成更加先进灵活的系统。使用高速以太网技术，基于 IEC61850 的通信系统将可以在过程层和变电站处理数据。

IEC61850 标准最初是为了解决变电站通信问题而设计的，而不是用在配电自动化（DA）这样的低速通信系统中。然而，随着无线通信技术（如 WiMAX）的进一步发展，IEC61850 通信技术运用在配电网中成为可能。因此 IEC61850 将运用

在电力行业中的各个方面。如今，IEC WG 在定义配电系统的新的逻辑节点（LNs）的过程中，包括光伏、燃料电池、往复式发动机，同时产热和电。

随着串行通信和数字系统的引入，我们看待二次系统的观念有了根本性的改变。这些系统不仅是为了满足对一次系统检测、保护、控制的要求，同时还希望能提供更多关于新功能的信息。这些新功能的例子包括系统设备老化、容量的动态变化等。变电站中引入的很多新功能都是与改变运行策略、配电系统风险、新能源接入等相关联的。对于保护系统，保护策略更集中在关注保护系统的自适应性、广域保护与监测、同步相量的引入等。

这种趋势并不是最近才出现的。即使引入数字保护和变电站自动化系统，我们也要研究更好使用现有技术的方法。经过多次实验和讨论之后，才出现了 IEC61850 协议，最初称之为“变电站通信网络系统”。如今称为“电力企业自动化通信网络系统”，提供了电力行业中很多不同领域问题的解决方案。

IEC61850 提供了概念和解决方案是基于以下三个内容：

1）互操作性：即不同制造商的 IED 间可相互交换信息的功能，使用交换来的信息实现自己的功能。

2）自由配置：该标准支持不同功能的自由配置，比如，在集中（类似 RTU）或分散（类似 SCS）系统中，都可正常运行。

3）长期稳定：能跟上通信技术进步的步伐，不断满足系统需求。

通过定义某一抽象水平，允许长时段内的互操作和稳定运行。标准中定义了变电站中不同的逻辑接口，用以相互间交换信息，如图 22.9 所示。

IEC61850 没有提前定义通信的层次结构。图 22.9 中所示的接口是逻辑接口。IEC61850 允许在通信网络中任意绘制这些接口。一个典型的例子是在变电站母线上绘制接口 1，3，6。该母线是变电站和设备层的通信网络。我们也可在母线（基于过程层的通信网络）绘制接口 4 和 5。变电站母线可能与整个变电站的功能相连接。然而，也可能在点对点连接上绘制接口 4。

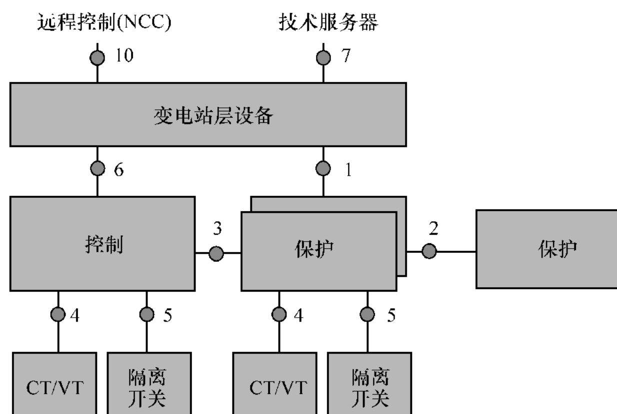



图 22.9　变电站自动化系统中的接口（Marco Janssen 提供，版权所有 2012）

IEC61850 标准非常关注通信接口。然而，IEC61850 的内容不仅仅是通信接口。它还包括通信模型。就变电站而言，一个适当的变电站模型应能将变电站设备的功能虚拟化。当然该标准也包括特定的配置语言，该语言定义了基于 XML 的标准文件，可用来以标准的方式定义特定的系统、系统的配置及 IED 的配置。文件中定义了它可用在不同制造商生产的变电站自动化设备间交换信息，如图 22.10 所示。

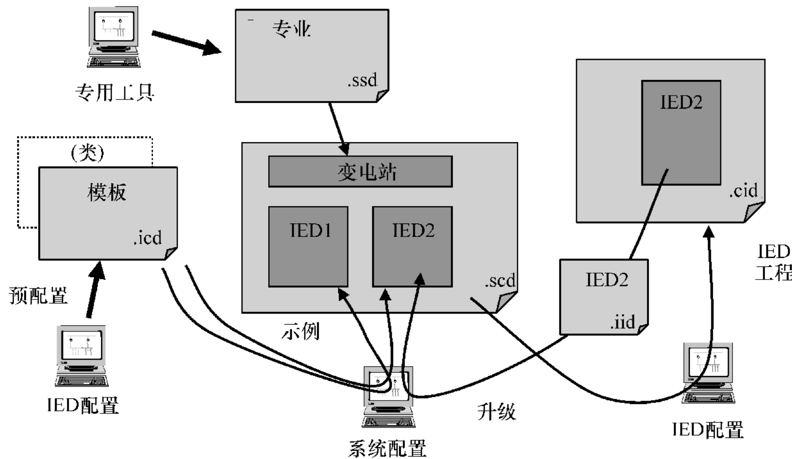



图 22.10　IEC61850 中的工程方法（Marco Janssen 提供，版权所有 2012）

IEC61850 中定义的方法是采用分层的形式。在这种方式下，特定领域中的信息模型，抽象通信服务和实际通信协议都是独立定义的。基本的概念如图 22.11 所示。

IEC61850 被分成若干部分，在 7－3 和 7－4xx 部分中，定义了变电站设备的信息模型。这些信息模型包括一次设备的信息模型，如断路器、互感器（CTs 和 VTs）。也包括二次系统，如保护、控制、监测、采集等模型。

为了获取信息模型中的信息，标准中定义了独立的通信协议，抽象通信服务。这些内容描述在 7－2 部分中，这些模型常与通信服务连在一起。该定义与其他通信协议是相互独立的，并称为抽象通信服务接口（ACSI）。主要的信息交换模型定义在 IEC61850－7－2 中，如下所示：

1）读写数据；

2）控制；

3）报文；

4）GOOSE；

5）传输采样值。

三种模型是基于客户－服务器模式的。服务器是包涵信息的设备，客户则要获

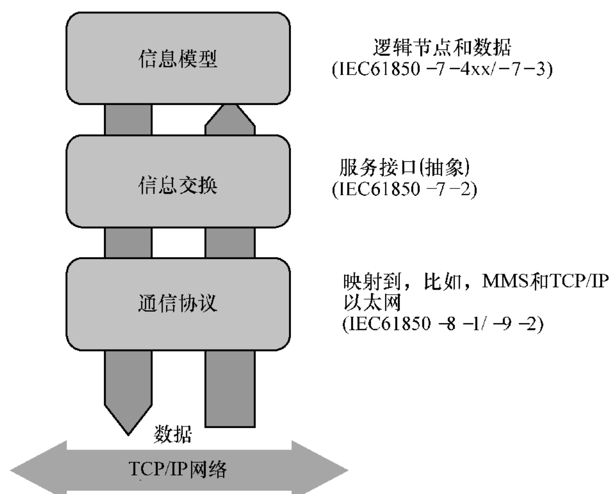



图 22.11　IEC61850 中通信和应用分离的概念（Marco Janssen 提供，版权所有 2012）

取该信息。获取数据和数据分配时要进行数据读写操作。这些服务在读写和交换信息中需要用到。控制模型和服务是读写服务的一个具体化例子。典型的应用是操作隔离开关、接地刀闸和断路器，报文模型用作事件驱动的信息交换，当数据值改变时，信息自发传输。

最后两种模型基于发布者/订阅者概念。IEC61850 的点对点通信是强调发布者/订阅者通信模式，主要涉及到点与点间的横向通信规约。这些模型用来交换实时关键信息，充当信息源的装置发出信息。其他任何需要信息的装置都可接收信息。这些模型采用多点传输通信规约（信息不止一个接受者）。

GOOSE 概念是以快速的方式向多个设备传输事件信息的模型。该模型中，信息交换不断重复，而不是使用经认证的通信服务。采用 GOOSE 服务器可交换开关间的位置信息，目的是为保护装置传输跳闸信号。

当波形信号需要采用数字传输时，需使用样本值传输模型。在源服务器中，波形信号以固定的采样频率进行采样。每个样本都配有一个计数器，代表采样和经通信网络传输所花的时间。模型假定同步采样，也就是不同的装置在几乎同一时刻采取波形信号。计数器用来关联从不同发生源处采集的样本。这种方法与传输时间的变动无关。

当 IEC61850 – 8 – x 从 7 – 2 中指定了除传输样本值以外的所有模型时，IEC61850 – 9 – x 限制在建立传输样本值模型以内。当 IEC61850 – 9 – 2 中建立完整的模型时，IEC61850 – 9 – 1 限制在使用点对点连接，缺乏灵活性的子网中。以上都是采用以太网作为通信协议。

当然为了正常实施，需采用通信协议。这些协议定义在第 8 – x 和 9 – x 部分

中。这部分解释了使用 IEC61850－7－2 中的抽象通信服务，在 IEC61850－7－3 和 IEC61850－7－4xx 定义的模型中，通信协议是怎样用来传输信息的。用 IEC61850 中的术语来说，称为“特定通信规约服务映射”（SCSM）。

通过使用这种方法，由于信息模型、信息交换模型和所使用的通信协议相分离，可以想象将发生一场通信领域的革命，在不影响应用的前提下，进行技术升级。

信息模型中的核心元素是逻辑节点。逻辑节点定义为最小的可重复使用的功能单元。它就像装有与功能有关的数据的容器。逻辑节点包括数据和数据属性，代表了这部分功能所包含的信息。逻辑节点类的名字是由标准定义的，包括四部分内容。另外，我们可以分辨出两种类型的逻辑节点：

1）逻辑节点代表了一次设备的信息（例如，断路器－XCBR，电流互感器－TCTR）。这些逻辑节点作为变电站自动化系统和开关间的接口。

2）逻辑节点代表了包括所有变电站自动化功能的二次设备。例如，保护中的距离保护 PDIS 或测量单元 MMXU。

标准中包含了一整套逻辑节点，可以对变电站中的很多功能进行建模，但不能涵盖所有的功能。如果某个功能在逻辑节点的标准中没有定义，但数据和数据属性定义了，则允许对标准的信息模型加以引申。

利用现有的 IEC61850 建模（第 8－x 和 9－x 部分），都是采用同一个通信协议。客户/服务器模式和发布者/订阅者模式不同。客户/服务器模式是采用 MMS 和 TCP/IP 建立的全七层通信协议栈，发布者/订阅者模式是直接进入以太网连接层。

为了传输样本值，IEC61850－9－2 采用如下的通信协议：

1）表示层：ASN.1 使用基本的加密规约（BER）（ISO/IEC8824－1 和 ISO/IEC8825）。

2）数据连接层：优先采用 VLAN 和 CSMA/CD（IEEE802.1Q 和 ISC/IEC8802－3）。

3）物理层：建议采用最优传输系统 100－FX（ISO/IEC8802－3）。

以太网是不确定的通信方案。然而，使用以太网和优先级标记，可以解决不确定性问题。采用双工开关，可避免发生碰撞。标记传输中的样本值，由于循环要求，需要一个实时的宽带——比不确定传输有更高的优先权。比如，事件的报文确保样本值得以传输。

样本值的传输模型在 IEC61850－7－2 中定义相当灵活。使用样本值控制单元，进行传输信息的配置。配置选择权包括选择含有信息的数据集、独立样本的数量和采样频率等。

尽管灵活性可适应未来发展，同时也增加了配置的复杂性。这也就是为什么企业通信用户组准备采用 IEC61850－9－2，对互感器实施数字接口导则。该导则是供应商和用户组间达成的协议。对互感器第一次实施数字接口的效果如何，实施导

则定义了以下内容：

1）包含三相和中性线的电流和电压信号的数据集。该数据集与 IEC60044－8 中定义的合并单元（MU）相对应。

2）两个样本值控制单元。第一个每个时段采集 80 个样本，每个样本集发送独立的信息。第二个每个时段采集 256 个样本，一个信息内包含 8 个连续的样本集。

3）该值代表了电流和电压的信息。

## 22.5.3　IEC61850 对变电站的影响

在智能电网的环境下，获取及访问信息是关键。像 IEC61850 之类的标准允许以标准化的方式定义可获得的信息及访问该信息。

IEC61850 通信网络和企业自动化系统允许引入对不同功能的新的设计，包括变电站内外的保护系统。功能集成的水平和基于通信的方案灵活性，极大降低了电力系统的成本。系统集成不仅影响变电站的设计，还影响系统内几乎所有的组件，如保护、监测、控制系统中用通信连接代替所有的明线连接。更进一步，考虑到变电站高压网络中扮演一次功能的开关组件的位置和数量，高压设备的设计和系统网络需重新加以评估。采用 GOOSE 信息和从 MU 处传来的样本值信息，进行高速点对点通信，允许大范围使用。另外，采用光纤 LANs 通信，可减少变电站中使用的铜线数量。

只有对 IEC61850 标准和面临的问题有深入的理解，变电站保护和控制系统才有可能发展。IEC61850 的建模方法支持从集中到分散等不同的解决方案。后者是该标准的关键元素，允许企业重新进行变电站设计。

在基于 IEC61850 集成的保护和控制系统中的一个功能是可定位到一个具体的一次设备（配电馈线、变压器等），通过变电站 LAN 在两个或多个 IED 间通信。

考虑到可靠性、可行性和可持续性，很明显在传统系统中，需要安装大量的一次和二次设备。设备需测试后再进行安装。

这些设备对接口的要求不同。结果是，某个互感器应能精确测量系统功率或其他系统参数，另一方面，能为保护装置提供较宽的动态范围。

随着 IEC61850 的引入，定义了变电站中可使用的多种接口，采用专用或共享的物理连接——物理设备间的通信连接。不同物理设备间的功能分配决定了物理设备的接口要求。在某些情况下，不只用在一个 LAN 中，或在物理设备上使用多种虚拟网络。

变电站的功能可以在 IED 中处于相同或不同的变电站功能等级——如图 22.12 所示的站点级、单元级、工艺级等。

根据基于通信的 IEC61850，变电站可以取得功能上的提高和保护控制系统综合成本的降低，具体描述如下。

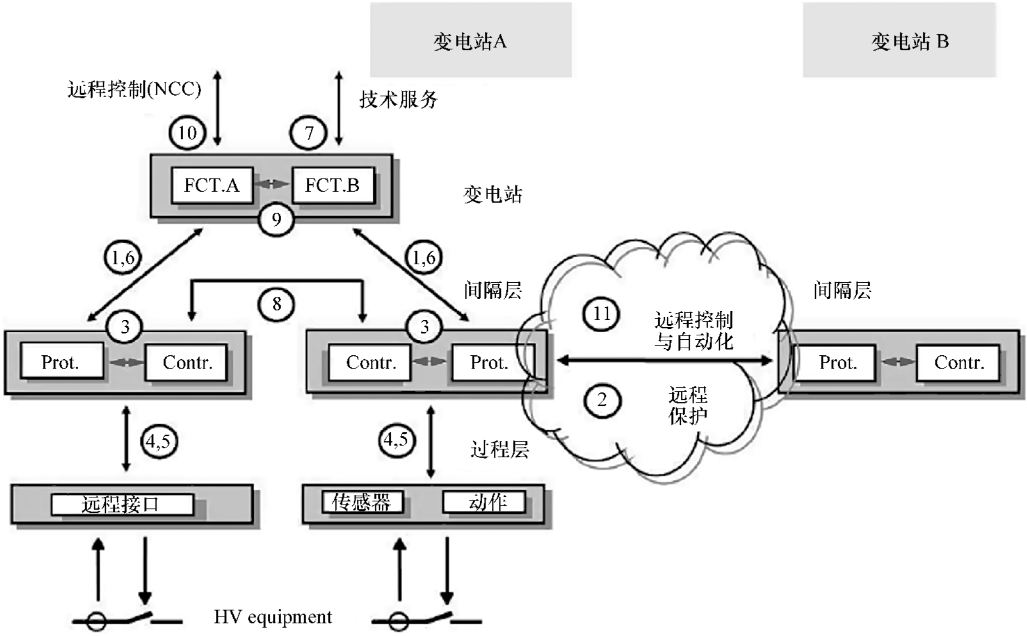



图 22.12　IEC61850 的逻辑接口（来源于 IEC TR61850－1，IEC 版权所有 2012）

在例子里，变电站的主要变化在于变电站的工艺等级。使用基于 IEC61850－9－2 或者 IEC61850－9－2 LE 实施准则的带数字接口的常规互感器或非常规互感器，可以改善结果并且可以帮助消除保护与 LED 计量的矛盾，同时也可以缓解与变压器电压电流有关的危险隐患。

互感器（包括常规的和非常规的）的接口在 IEC61850 通过一个称为 MU 设备定义，该设备具有不同类型的变电站的保护、控制、检测、和记录功能。IEC61850 中对 MU 的定义如下：

检测单元：接口单元承担多个 CT／VT 模拟和二进制输入，产生多时单向同步串联多对一输出，并通过逻辑接口 4 和 5 来提供数字通信。

MU 已有以下功能：

1）传感器的信号——常规的和非常规的。

2）同步测量——三相电压和三相电流。

3）模拟接口——高等级和低等级信号。

4）数字接口——IEC60044－8 或者 IEC61850－9－2。

5）最重要的是能够与常规的和非常规的传感器接口相连，以便允许连接现有的系统和新变电站系统。

从图 22.13 可以看出 MU 有相似的成分，一个有常规保护或者 IED 的典型模拟输入模块。不同之处在于，在这个例子里，变电站的局域网作为输入模块和保护模

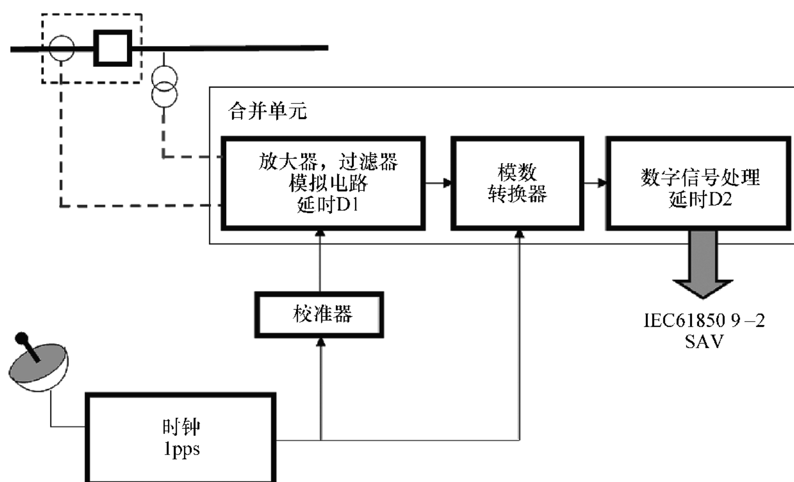



图 22.13　MU 的概念（来源于 ApostoloV，A. and Janssen，IEC61850 用于变电站的设计，0633 页，IEEE PES. IEEE 版权所有 2012）

块的数据总线。它们用不同的设备，代表了典型的 IEC61850 分布式功能。

由于不同变电站具有不同的需求，今后对不同变电站将采用不同的通信体系。

随着现有 IEDs 对新的通信标准适应性的提高及总线技术的发展，IEC61850 的应用范围正逐渐扩大。

## 22.5.4　基于总线的站点结构

基于总线技术的变电站功能分层如图 22.14 所示。它是 IEC61850 和传统技术及设计方法相结合的典型代表，并具有 IEC61850 标准的优点。

在图底部的 IEDs 电压和电流输入信号（保护、控制、监控和记录）和常规系统一致，并通过铜芯电缆和变电站中互感器的二次侧相连。

然而前面所述的结构和常规的硬线系统相比具有显著的优势。它允许在一个需要大量交叉二进制输入和输出的常规系统里设计和安装不同的保护计划。这对于拥有多分布馈线的大型变电站尤为重要，这些变电站的馈线与相同电压等级的总线相连，接入大量 IED 保护继电器输入和输出信息。典型的范例是一个基于过电流阻断原则、断路器失灵保护、加速跳变或同步跳变装置的分布保护总线。

继电器检测到馈线故障，通过站点总线发送 GOOSE 消息到其他与分布式总线相连的继电器，表示发出跳变来清除故障。这也可以作为总线上的所有其他继电器阻塞信号。计划实施的唯一要求是继电器与馈线连接的同时，分布总线必须订阅接收其他同一分布总线的 IED 发出的所有 GOOSE 消息。

基于 GOOSE 计划的可靠性通过带有增加时间间隔的重复操作来实现，直到用户定义的时间为止。最后的状态一直重复，直到状态结果有了新的变化，发送一个

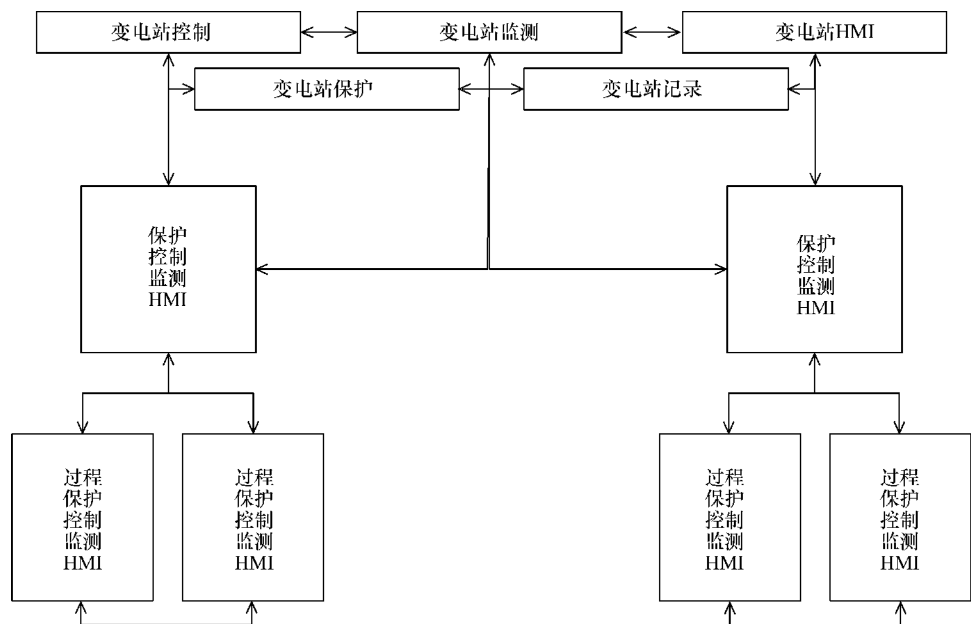



图 22.14　站点总线功能架构（来源于 Marco Janssen，2012）

新的 GOOSE 消息，如图 22.15 所示。

重复机制不仅仅降低接收继电器丢失信号的风险。它也为连接参与不同分布式保护应用的继电器的虚拟电缆的连续监控提供了工具。任何通信或者设备问题应该在最大重复时间间隔的范围内立即发现或者发出警告启动动作来解决问题。常规硬件问题包括连线问题和中继器的输入输出问题，只有通过定期维护来发现问题。

使用 GOOSE 消息的分布式功能应用的要求之一，是总方案的操作时间是相似或者少于常规硬件方案的。如果一个关键保护方案的操作时间是由不同因素决定的，例如考虑断路器失灵保护，就明显需要通过一个输出线连接到输入线的继电器来启动断路器失灵保护。继电器输出通常有一个 3～4ms 的操作时间，在输入端设置过滤器来防止关键保护的误动作并不常见。

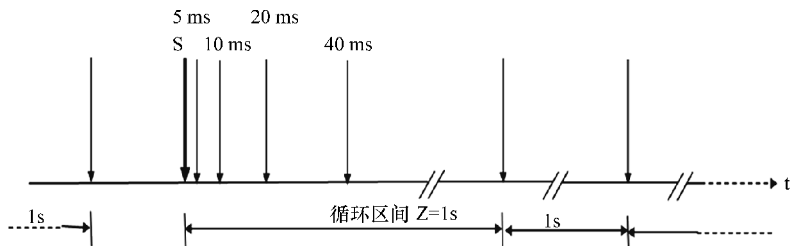



图 22.15　GOOSE 消息重复机制（来源于 IEC TR 61850，IEC 版权所有 2012）

常规方案的结果是，简单硬件接口超时，即两个功能模块之间的传输时间在 0.5 ~0.75 个周期——这比基于 IEC61850 系统关键保护程序定义的 0.25 个周期时间长。

另一个基于 GOOSE 消息的解决方案的显著优点是保护和控制方案更加灵活。常规线缆的改变需要花费大量的劳动力和时间，然而使用由 IEC61850 提供的点对点通信的“虚拟电缆”后，需要的仅是使用变电站配置语言——基于工程的工具（SCL），对系统配置进行改变。

## 22.5.5　站点和过程总线架构

当站点和过程总线都处于忙碌状态时，可以充分利用所有的新通信标准的可用功能。图 22.16 为这样一个系统的功能等级。

基于 IEC61850 通信的分布式应用程序包括一些连接到变电站局域网的不同设备。MU 会处理传感器的输入信号，产生简化的三相和中性线电压电流，格式化通信消息，并在变电站局域网上组播传输，以便于执行相关命令的 IED 接收和应用。这种一对多的原则和使用分布式 GOOSE 消息产生的优点相似，它不仅消除变压器端的电压和电流，而且通过在后一阶段订阅相同的采样来支持加入新的观点和应用。

另一设备，IO（IOU）单元会处理数据状态、产生数据、格式化通信消息，使用 GOOSE 消息在变电站局域网上多播。

所有的 IED 会接收到采样值信息和二进制信息。IED 需要对这些数据进行处理并做出判断，再发送另一个 GOOSE 消息使断路器跳闸或执行其他动作。

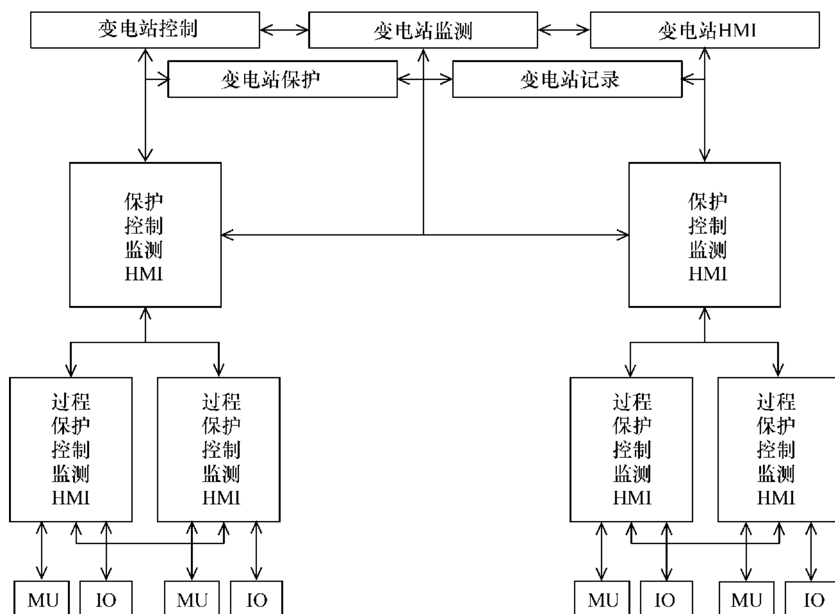



图 22.16　站点和进程总线功能架构

图22.17为完整执行IEC61850的简化通信架构。兼顾进程和总线的开关数量可以不止一个，其数量依赖于变电站的规模、可靠性、可用性和持续性。

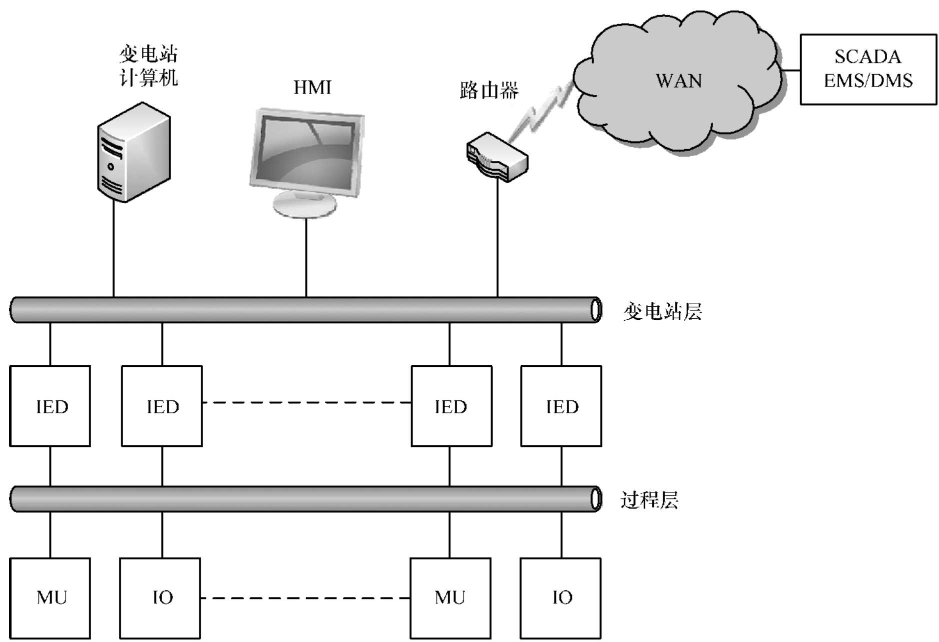



图22.17 进程站点总线的通信架构（Marco Janssen提供，2012）

图22.18是一个例子，展示了当IEC61850全部执行时，变电站的设计做出的改变。设备间所有用来传输模拟和二进制信号的铜芯电缆全部被光线替代。如果把变电站电池和IED或者断路器之间的直流电路抛开，铜线少的变电站更加现实。更进一步，如果结合所有必要的馈线功能于一体形成一个多功能设备，就可以消除单独IED的数量。当然相反也可以。既然通信总线上的消息是可以利用的，可以选择安装相对简单或者独立功能的设备以便分享网络上的信息，这样就可以提供分布式功能。

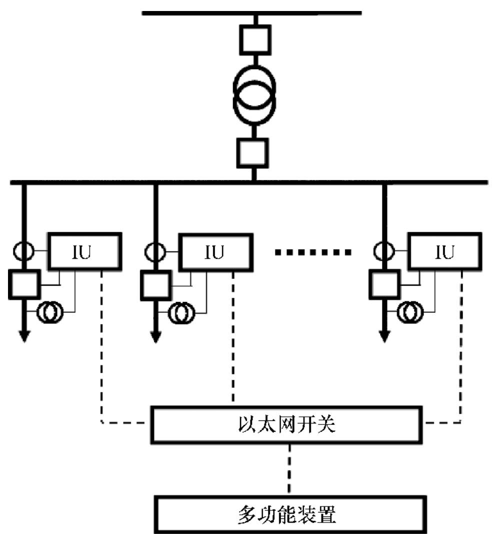



图22.18 变电站设计选择（Apostolo V，A. and Janssen，M.，IEC 61850用于变电站设计，0633页，IEEE版权所有2012）

下一个可能的步骤是使用站点和进程总线时优化开关。为了确保变电

站中保护、控制、监控功能的正常，一些高压设备需放置互感器。然而，通过局域网传送作为采样信号的电压和电流值，有可能减少很多互感器设备。例如电压测量需要距离保护。通常情况下，电压互感器安装在馈线的出口。然而，如果电压互感器安装在母线上，电压测量可以通过局域网传输需要测量的信号。这些概念并不新潮，且已被用于常规变电站。然而在常规变电站，需要大量的电缆和辅助继电器，减小甚至消除了电压互感器的优势。

进程总线具有常规硬件模拟电路的重要优点。最重要的是由于多芯铜缆被体积更小的光纤电缆替换，降低了系统成本。

事实上，使用进程总线可以减小常规电流互感器的饱和，因为减小电流导致阻抗增大。由于 MU 电流输入阻抗很小，导致电流互感器饱和明显减少，而这些电流和保护问题相关。如果非常规互感器和 MU 及进程总线结合起来，电流互感器的饱和现象会完全消除，因为这些非常规互感器不会使用互感电路来减小电流。

进程总线解决方案也会通过消除主要相关的安全问题来提高变电站的安全性——减小开路状态。因为次级电流互感器和 MU 输入之间的唯一电流电路位于进程总线旁边，开路的可能性非常小。如果备选电流传感器被占用，开路就不能实现。

最后，进程总线提高了保护、监控和控制系统的灵活性。因为开路电流电路不能随意开合，总线差动保护的应用，也能作为备用保护方案，使得系统更加复杂。这不是进程总线的问题，因为任何改变都只需要通过 IEC618509－2 修改发布的保护 IED 接收的模拟采样值。

### 22.5.6　小结

IEC61850 是一个允许变电站设计和扩展的通信标准。新的保护范围和控制应用将比常规硬件解决方案更优。

如果支持来自不同制造商的设备互通，需要提高微型继电保护应用的效率和使用新的分布式功能。

连接到变电站局域网的 IED 之间基于 GOOSE 消息的高速点对点通信能在不同保护和控制方面替代硬件。

连接到局域网的 MU 得到的不同保护设备的模拟采样值可以替代变电站和 IED 的铜芯电缆。

这些系统与传统变电站的保护和控制系统相比具有一些显著的优势：

1）减少线路成本、建设成本、维护成本和调试成本。

2）优化变电站高压系统设计。

3）容易采取措施转换变电站配置。

4）可以消除 CT 饱和及开路。

5）便于复杂的方案的实施，也便于将 GOOSE 信息和在通信网络中组播传输

的多组采样值集成到新的应用和 IEDs 中，并简化这些应用和 IEDs 的功能描述。

## 22.6 智能电网的发展趋势

相对大规模的发电机组和电网有功功率传输对电力供应安全性和可靠性提出了更高的挑战，也迫切需要实时的控制系统。这些问题如果处理不好，将可能导致电力服务质量退化，资产服务年限缩水和不可预料的电网故障，这些都会影响到电力公司的效益及在群众中的声誉。如果能够有效应对这些变化，电力公司可以优化解决方案，并从投资先进技术中得到最大化的效益。为了达到这个目的，需要处理以下问题：

1）高度频发的突发事件和当初系统设计的预期不符。

2）高渗透率的间歇性再生分布式能源的接入，其电流特性较难控制和调配。

3）电能质量问题（电压和频率变动）用传统的解决方案难以解决。

4）高度分布式的控制与操作逻辑。

5）面对扰动的低速响应。

6）发电端，需求模式和批发市场需求弹性的波动。

7）对于天然间歇性可再生分布式能源运行状态的快速变化需要先进的保护方案。

另外，随着智能电网的推广，会有大量新型设备和技术应用到更大区域的电网中，包括智能测量；先进的监测、保护、控制、和自动化系统；EV 充电器，可调度和不可调度的分布式电源；储能等等。有效实时的管理和维护这些设备将会是电网运行和维护所面临的巨大的挑战。

为了有效解决这些问题，首先需要一个总体的解决方案以保证全系统的完整、稳定。未来的智能电网问题中，从现场的设备到电力公司的控制室，通过先进的智能传感器及监测设备系统，先进的网络分析技术和设备，对电力系统进行比较和分析，这将使大范围内电网的实时异常状态检测成为可能，也有利于维持系统良好的运行状态。一个完整的解决方案有助于提升状态可观测性，改善裕度评估和拥挤管理并且推荐正确的行动指南，实现新能源的高渗透率接入条件下的有效管理并促进整个电网的稳定运行。

毫无疑问，在美国和世界其他地区，智能电网技术的大力宣传已经引起了人们的兴趣，而且随着先进传感器的发展和基金支持，智能电网已经有所发展。智能电网的建设应用使得电能的使用更加清洁、绿色，效率更高。考虑到降低碳排放及化石能源的局限性等因素，目前电力行业发展智能电网的兴趣更加强烈。尽管在电力行业中采用各种先进技术已经有很多年头了，但是智能电网技术的应用可以实现多种先进技术的协同运行，并计及用户和电力企业双方的经济效益。公共事业的发展变化历来十分缓慢，尽管目前在智能电网评估和相关基础工作方面的发展势头很

快，但仍然需要几年的时间来检验所作的努力是否有成效。智能电网能否让电力工业发展到连托马斯·爱迪生都很可能难以识别的工业，也需要更多的时间来检验，当然前提是托马斯·爱迪生先生依然健在。

## 参 考 文 献


1. Available at http://www.smartgrids.eu
2. GRID 2030: A National Vision for Electricity's Second 100 years, United States Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, 2003.
3. Report to NIST on the Smart Grids Interoperability Standards Roadmap, EPRI, 2009.
4. Available at GE website: http://ge.ecomagination.com/smartgrid, 2009.
5. Cigré Technical Brochure 069. General guidelines for the design of outdoor a.c. substations using facts controllers. p. 8.
6. A. Apostolov and M. Janssen. IEC 61850 impact on substation design, paper number 0633, IEEE PES, 2008.

Electric Power Substations Engineering, 3rd Edition/by John D. McDonald/ISBN: 9781439856383
Copyright © 2012 by CRC Press.
Authorized translation from English language edition published by CRC Press, part of Taylor & Francis Group LLC; All rights reserved;
本书原版由 Taylor & Francis 出版集团旗下，CRC 出版公司出版，并经其授权翻译出版,版权所有，侵权必究。
China Machine Press is authorized to publish and distribute exclusively the Chinese (Simplified Characters) language edition. This edition is authorized for sale throughout Mainland of China. No part of the publication may be reproduced or distributed by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of the publisher. 本书中文简体翻译版授权由机械工业出版社独家出版并限在中国大陆地区销售。未经出版者书面许可，不得以任何方式复制或发行本书的任何部分。
Copies of this book sold without a Taylor & Francis sticker on the cover are unauthorized and illegal.
本书封面贴有 Taylor & Francis 公司防伪标签，无标签者不得销售。
北京市版权局著作权合同登记号　图字：01－2013－1808 号

**图书在版编目（CIP）数据**

电力变电站工程：原书第 3 版/（美）约翰·D. 麦克唐纳（John D. McDonald）主编；李宏仲，王华昕译. —北京：机械工业出版社，2017.6
（国际电气工程先进技术译丛）
书名原文：Electric Power Substations Engineering（Third Edition）
ISBN 978-7-111-57257-2

Ⅰ.①电…　Ⅱ.①约…②李…③王…　Ⅲ.①变电所－工程施工－研究
Ⅳ.①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2017）第 149170 号

机械工业出版社（北京市百万庄大街 22 号　邮政编码 100037）
策划编辑：赵玲丽　　　　责任编辑：赵玲丽
责任校对：张　征　肖　琳　封面设计：马精明
责任印制：李　昂
河北鹏盛贤印刷有限公司印刷
2017 年 11 月第 1 版第 1 次印刷
169mm×239mm · 32.5 印张 · 658 千字
0 001—2600 册
标准书号：ISBN 978-7-111-57257-2
定价：159.00 元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

| 电话服务 | 网络服务 |
|---|---|
| 服务咨询热线：010－88361066 | 机 工 官 网：www.cmpbook.com |
| 读者购书热线：010－68326294 | 机 工 官 博：weibo.com/cmp1952 |
| 010－88379203 | 金　书　网：www.golden－book.com |
| **封面无防伪标均为盗版** | 教育服务网：www.cmpedu.com |

电话服务
服务咨询热线：010-88361066
读者购书热线：010-68326294
010-88379203
网络服务
机工官网：www.cmpbook.com
机工官博：weibo.com/cmp1952
金书网：www.golden-book.com
教育服务网：www.cmpedu.com
封面无防伪标均为盗版

为中华崛起传播智慧

地址：北京市百万庄大街22号
邮政编码：100037

策划编辑◎赵玲丽

# 国际视野　科技前沿

## 国际电气工程先进技术译丛

《电力变电站工程》（原书第3版）
《模拟电路设计——鲁棒性设计、Sigma-Delte转换器射频识别技术》
《电力系统操作实践》
《全球电力市场演进：新模式、新挑战、新路径》
《旋转电机的绝缘——设计、评估、老化、试验、修理》（原书第2版）
《光伏发电最大功率点跟踪控制技术》
《分布式发电》
《新能源接入智能电网的逆变控制关键技术》
《配电系统分析与自动化》
《柔性交流输电系统控制器——原理、模型与应用》
《分布式发电接入电力系统》
《风电并网：联网与系统运行 》（原书第2版）
《先进的高压大功率器件——原理、特性和应用》
《智能电网——欧美的应用与实践》
《风资源评估：风电项目开发实用导则》
《风力发电技术与工程应用》
《微电网和主动配电网》
《双馈感应电机在风力发电中的建模与控制》
《MATLAB数值分析方法在电气工程中的应用》
《太阳能利用技术及工程应用》
《超级电容器的应用》
《小型风力机：分析、设计与应用》
《大规模储能技术》
《风电系统电能质量和稳定性对策》
《风能系统——实现安全可靠运行的优化设计与建设》
《光伏系统工程》（原书第3版）
《光伏与风力发电系统并网变换器》
《智能电网可再生能源系统设计》
《柔性交流输电系统在电网中的建模与仿真》
《海底电力电缆——设计、安装、修复和环境影响》
《光伏技术与工程手册》
《高效可再生分布式发电系统》





机械工业出版社微信公众号

E视界
传播电类内容提升专业知识

科技电眼
关注电类行业动向 聚焦前沿科技




CRC Press
Taylor & Francis Group

上架指导　工业技术／电力工程

ISBN 978-7-111-57257-2

定价：159.00元